

N° Série: 2018/2019

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

BENDOURA Alaeddine, HADJADJ Salah

-THEME-

INTERPRETATION PLT DU PUIT GT30 DU

CHAMP GASSI TOUIL

Soutenue le : 20 /06/2019 devant le jury :

Président:	Mr. ABIDISAAD Aissa	MCA	Univ Ouargla
Examineurs :	Mm. BOUFADES Djamila	MAA	SH-DP-IRARA
Encadreur :	Mr. CHETTI Djamel Eddine	MAA	Univ Ouargla

Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

Nous remercions également nos parents pour leur soutien et leur encouragement au cours de nos études.

*Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur Mr : **CHATTI DJAMEL-EDDINE** pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux.*

Également nous adressons un grand merci à l'ensemble de l'équipe de la direction EP à IN -AMENAS qui nous a beaucoup aidés à réaliser ce travail dans des bonnes conditions.

Enfin, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail.

Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A tous mes frères.

A toute ma famille.

A tous mes amis.

A mes binômes.

A Tous ceux que j'aime et je respect

Nomenclature

GT	Gassi Touil
PL	Production Logging
PLT	Production Logging Tools
CFS	Continuous Flowmeter Spinner
FBS	Full-bore Spinner
ILS	In-Line Spinner
RPS	Rotation par seconde
CS	Cable Speed
BOP	Blow out Preventer
TVD	True Vertical Depth
MD	Measured Depth
md	Milli Darcy
GR	Gamma Ray
ID	Internal Diameter
CCL	Casing collar locator

Table des matières

Introduction	1
CHAPITRE Présentation du champ de Gassi Touil I.....	2
I.1 INTRODUCTION.....	2
I.2 Historique	3
I.2.1 Date de mise en production des différents réservoirs :	4
I.2.2 Nombre des puits forés :.....	4
I.3 Différents champs de la région Gassi Touil :	6
I.3.1 Champs en exploitation	6
I.3.2 Champs en development	6
I.3.3 Données stratigraphiques	6
I.3.4 TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inferieur)	7
I.3.5 TRIAS CARBONATE	7
I.3.6 TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur).....	7
I.4 Les caractéristiques de gisement Gassi Touil.....	7
I.4.1 Les caractéristiques pétro-physiques de gisement de Gassi Touil.....	7
I.4.2 Trias-Argilo-Gréseux-Inférieur	8
I.4.3 Champ de Gassi Touil Trias –Intermédiaire.....	8
I.5 Les problèmes de production dans la région Gassi Touil :	9
CHAPITRE II. Généralité sur les PLT	11
II.1 Introduction	11
II.2 Domaine d'utilisation.....	11
II.3 Application	11
II.3.1 Exemples de problèmes détectables par le PLT	12
II.4 Mesures de PLT	12
II.4.1 Applications spécifiques des mesures	13
II.5 Les équipements de l'opération PLT	14

II.5.1	L'unité d'enregistrement	14
II.5.2	Equipements de contrôle de pression (BOP)	14
II.5.3	SAS (Lubriactaor = Riser)	14
II.5.4	Câble	15
II.6	Le train de PLT	15
II.7	Outils de diagraphie de production PLT	17
II.7.1	Flowmeter.....	17
II.7.2	Outil de mesure de la Température.....	19
II.7.3	Caliper.....	19
II.7.4	Gamma Ray	19
II.7.5	Centreurs	19
II.8	Interprétation monophasique de la réponse du spinner	21
II.8.1	La réponse du spinner.....	21
II.8.2	Définition du Threshold	22
II.8.3	Vitesse moyenne et vitesse apparente	22
II.8.4	Equation générale de du débit dans un écoulement monophasique	22
II.8.5	L'optimisation de l'opération PLT :	23
	Conclusion.....	25
	CHAPITRE III. ANALYSE NODALE.....	26
III.1	Introduction	26
III.2	Objectifs de l'analyse nodale	26
III.3	Perte de charge dans le milieu poreux (inflow).....	26
III.3.1	L'équation de Darcy :	27
III.3.2	Méthode de Vogel :	29
III.4	L'écoulement dans le tubing (outflow) :	30
III.4.1	Configuration d'un écoulement vertical diphasique :	30
III.4.2	Pertes de charge dans le tubing (outflow) :	31
III.4.3	Corrélations des pertes de charge :	32

CHAPITRE IV METHODOLOGIE DU TRAVAIL ET L'INTERPRETATION..... 34

IV.1	Introduction	34
IV.2	Description du logiciel Emeraude	34
IV.3	Etapes de fonctionnement du software Emeraude	34
IV.3.1	Initialisation du document.....	35
IV.3.2	Sondage	35
IV.3.3	Sorties	37
IV.4	Résumé du programme PLT	37
IV.4.1	Enregistrement PLT avec puits fermé	37
IV.4.2	Enregistrement PLT avec puits ouvert	37
IV.5	Données nécessaires pour l'interprétation.....	38
IV.5.1	Données PVT.....	38
IV.5.2	Données de puits	46
IV.6	Interprétation.....	47
IV.6.1	Interprétation et Analyse de la phase dynamique et de la phase statique de GT3051	
IV.6.2	Résultats de l'interprétation PLT dynamique de GT 30	53
IV.6.3	Résultats de l'interprétation statique du PLT de GT 30.....	54
	Conclusion d'interprétation PLT de GT30.....	55
	Conclusion :	58 Erreur ! Signet non défini.

Liste des tableaux

Tableau I.1: Champs en exploitation.....	6
Tableau I.2 : Champs en development	6
Tableau I.3: Caractéristiques pétro-physiques de champ Gassi Touil	7
Tableau III.1: Classification des corrélations de perte de charge.....	32
Tableau IV.1: Données PVT du champ GT	38
Tableau IV.2: Données PVT du champ GT	42
Tableau IV.3: Intervalles de perforation	46

Liste des Figures

Figure II.1: Exemples des problèmes détectables par PLT [2]	12
Figure II.2: Unité Wire Line	14
Figure II.3: Schéma d'une opération de logging de production.....	15
Figure II.4: Exemple de train de PLT	16
Figure II.5: Différents types d'hélices.....	17
Figure II.6: Schéma d'enregistrement du spinner en écoulement monophasique [1].....	17
Figure II.7: Les principaux types de flowmeters.....	18
Figure II.8: Quelques outils de diagraphie de production PLT	20
Figure II.9: La réponse réelle du spinner dans une zone sans écoulement (shut in) [4]	21
Figure 10 le pourcentage de la surface transversale.....	24
Figure II.11: principe de fonctionnement de holdup de gaz	25
Figure III.1 : schéma présentatif d'un écoulement linéaire. [3]	28
Figure III.2: schéma présentatif d'un écoulement radial. [3]	29
Figure III.3: différents modes d'écoulement vertical. [3]	31
Figure IV.1: Etapes de fonctionnement du software Emeraude.....	34
Figure IV.2: Présentation des logs de PLT de GT30	47
Figure IV.3: Présentation des logs de pression (QP)	48
Figure IV.4: Présentation des logs de Température (TEMP).....	48
Figure IV.5: Présentation des logs de Spinner (CFB).....	49
Figure IV.6: Présentation des logs de Caliper (CALA)	49
Figure IV.7: Présentation des logs de Densité (DENR).....	50
Figure IV.8: Calibration et seuil du spinner de GT30.....	50
Figure IV.9: Résultats d'interprétation dynamique du PLT de GT 30.....	52
Figure IV.10: Calibration et seuil du spinner de GT30.....	53
Figure IV.11: Résultats de l'interprétation statique du PLT de GT 30.....	54

Introduction

Introduction

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, consiste à ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface par déplétion naturelle. Quand cette énergie devient insuffisante et les réserves en place importantes, de nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel des puits.

Le producteur doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance et prévoir la future production sous divers modes de fonctionnements. Plusieurs opérations peuvent être effectuées pour l'évaluation des puits tels que les diagraphies de production.

Une diagraphie de production est la mesure des paramètres de fluide zone par zone pour avoir des informations sur le type et le déplacement des fluides à l'intérieur et à proximité du puits de forage. Production Logging est destiné principalement à mesurer le rendement de la production du puits.

Les diagraphies de production ont été extensivement utilisées, et elles trouvent de nombreuses applications dans les divers champs pétroliers et gaziers ; Il fournit des informations de diagnostic sur les fluides tels que l'eau, le pétrole et le gaz un puits et donne une indication sur l'efficacité des perforations. Mais parfois ces données sont insuffisantes pour calculer les paramètres de réservoir qui contrôlent l'écoulement des fluides vers le puits ce qui nous oblige à faire une Analyse Nodale pour évaluer un système de production complet et analyser les problèmes pour améliorer la performance du puits.

La présente étude propose d'interpréter les logs de production de puit GT30 en utilisant les PLT, ces derniers seront ensuite utilisés comme log de production de référence auxquelles on pourra comparer les éventuelles PLT qui seront enregistrés durant la vie de chaque puits.

Le travail sera divisé en quatre chapitres :

- Le champ Gassi Touil ainsi que sa géologie régionale sont présentés dans le premier chapitre.
- .
- Le deuxième chapitre est consacré au Production Logging Tools : Outils et méthodes de calcul.
- l'analyse nodale et ses applications sont détaillées au troisième chapitre.
- Le quatrième chapitre reprend en détail la méthodologie du travail et l'interprétation des données.

I. Présentation du champ de Gassi Touil

I.1 INTRODUCTION

Le champ de Gassi Touil est situé à environ 150 km au Sud-Est de Hassi Messaoud et à 1000 km d'Alger, sur la route nationale RN 3 reliant Ouargla à In Aménas.

- Atitude: 210 m environ.
- Climat: Chaud et sec.
- Température: Maximale (été) = 50°C. Minimale (hiver) = - 5°C.

Type de paysage: Plateaux de sable avec des cordons de dunes. Vents dominants: Nord Est - Sud-Ouest.

Périodes de vents de sable: Février, Mars et Avril.

Pluviométrie: Très faible pendant l'hiver, nulle pendant le reste de l'année. Superficie: 120 km² environ

Coordonnées géographiques :

UTM

x = de 6°28'00" à 6°30'00"

x = de 258 550 à 264 681

Y = de 30°30'00" à 30°17'00"

Y = de 3 373 250 à 3 353 29

La région de Gassi_Touil englobe les champs suivants :

Champs :

Type :

Gassi_Touil (TAGS)

Gaz à condensât + Huile

Gassi_Touil (TAGI)

Huile

Nezla Nord

Huile + Gaz à condensât

Nezla Sud (TAGS)

Gaz à condensât

Hassi Chergui (N, S)

Huile

Hassi Touareg (N, S)

Gaz à condensât

Gassi El Adem

Gaz

Toual (TAGS, TAGI)

Gaz à condensât

Brides

Gaz sec

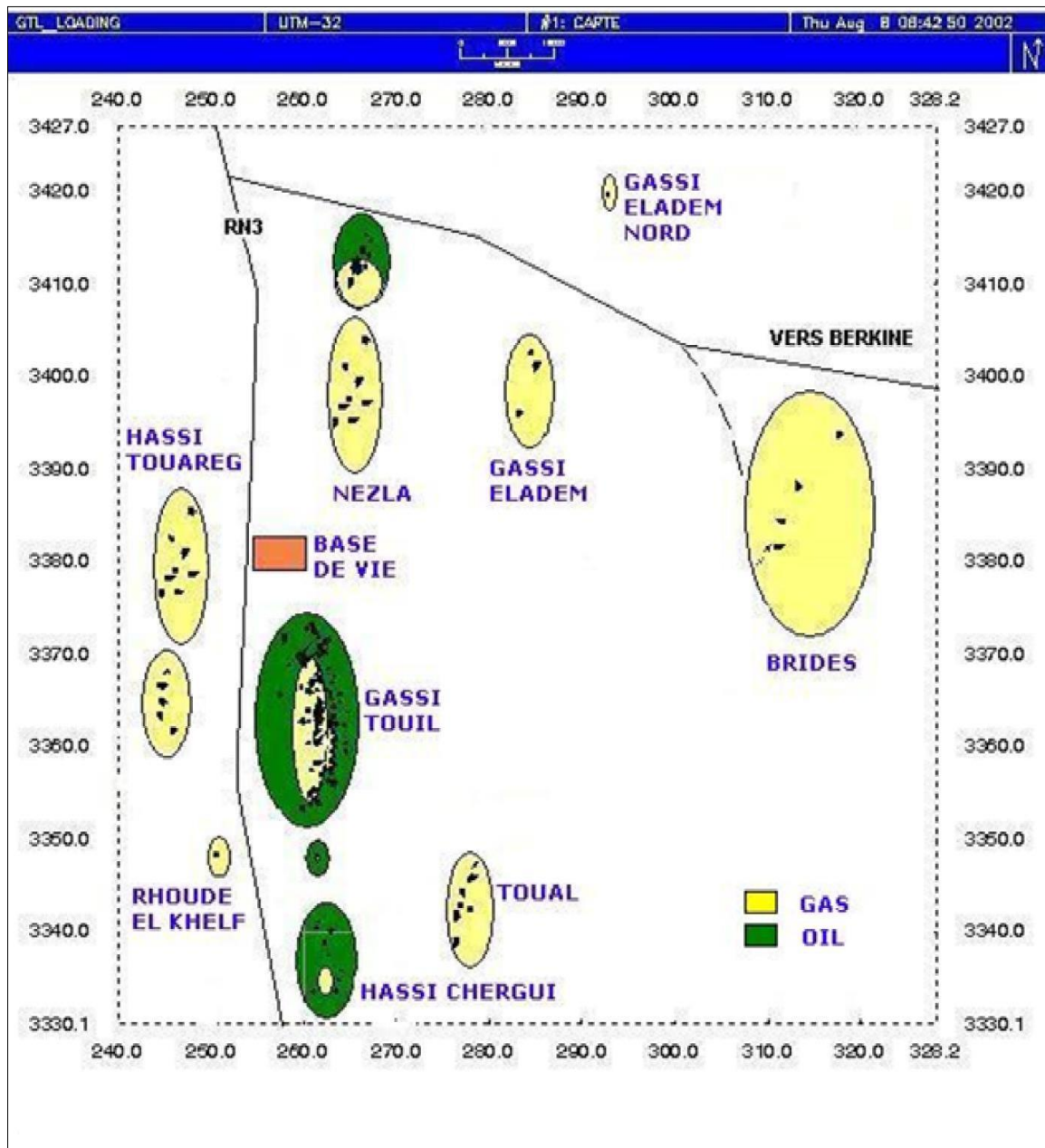


Figure I-1 : La situation géographique de Gassi-Touil

I.2 Historique

Le champ de Gassi Touil a été découvert en 1961 par le forage de GT1, implanté au sommet de la structure (COPEFA-CEP). Ce forage a mis en évidence la présence de gaz dans les réservoirs des Trias supérieur et inférieur. Il a fallu attendre le forage de GT3, implanté sur le flanc Est de la structure, pour découvrir de l'huile dans le Trias inférieur à une profondeur de **2100m**, soit **-1891m** absolu. Le forage de GT4 a aussi montré que le Trias intermédiaire était imprégné d'huile dans cette zone à une profondeur de **2020** m

Le développement de ce champ a été poursuivi très rapidement durant les deux années suivantes pas moins de 30 puits ont été forés et mis en exploitation. Depuis, le forage de nouveaux puits a continué jusqu'au 1974, pour délimiter les contours du gisement.

La structure de ce gisement se présente sous forme d'un anticlinal allongé sur **20Km** environ dans l'axe Nord Sud et **5Km** environ dans l'axe Est Ouest.

Le flanc ouest accidenté est fermé par une grande faille longitudinale, tandis que les extrémités sont affectées par deux failles de moindre importance de sens sud-ouest/nord-est.

Cette structure est complétée au sommet par 03 petites culminations situées respectivement au nord, au centre et au sud.

Le réservoir est formé par complexe Argilo Gréseux du trias qui présente des horizons producteurs, séparés par des couche d'argile discontinues, plus ou moins imperméables, de sorte qu'ils se comportent comme indépendants, les différents réservoirs sont :

- Le trias Argilo Gréseux Supérieur T A G S.
- Le trias Intermédiaire.
- Le Trias Argilo –Gréseux Inférieur (T A G I).

I.2.1 Date de mise en production des différents réservoirs :

- Trias Argilo Gréseux inférieur Huile : Avril 1963
- Trias intermédiaire Huile : 1966
- Trias supérieur Huile : Mai 1964
- Trias supérieur Gas-Cap : Décembre 1976
- Début de réinjection de gaz : 1974
- Début d'injection d'eau : 1986

I.2.2 Nombre des puits forés :

Nombre total de puits forés: **83** telle qu'on a:

- **47 puits producteurs:**
- ✓ **33** puits producteurs d'huile dans le Trias Inférieur;
- ✓ **11** puits producteurs de gaz dans le Trias Supérieur;

- ✓ **03** puits producteurs d'eau de l'albien.
- **06 puits injecteur**
- ✓ **06** puits Injecteurs de gaz dans le Trias Inférieur.
- **22 puits fermé:**
- ✓ **17** puits producteur d'huile fermé (ennoyé);
- ✓ **01** puits producteur de gaz fermé (ennoyé);
- ✓ **01** puits producteur d'eau fermé (non perforé);
- ✓ **02** puits Injecteurs de gaz fermé (puits d'observation);
- ✓ **01** puits Injecteurs d'eau fermé (injection arrêté);
- **08 puits abandonnés:**
- ✓ **01** puits producteur d'huile abandonné définitivement;
- ✓ **02** puits producteur de gaz abandonnés définitivement;
- ✓ **02** puits Injecteurs de gaz abandonnés provisoirement;
- ✓ **03** puits abandonnes.
- Pour des raisons économiques, les puits sont reliés au centre comme suit :
- Les puits lointains du centre sont regroupés sur satellite (SAT 1, SAT 2, SAT 3), et au centre par l'intermédiaire des pipes de 12'' de diamètre.
- Les puits proches du centre sont reliés directement au centre de production par l'intermédiaire des lignes de 4'' de diamètre.
- Les puits proches du centre et proche entre eux sont reliés entre eux par des petites satellites reliées au centre par l'intermédiaire des lignes de 6''.
- A l'entrée du centre, les arrivées des puits proches (4'' et 6'') sont regroupées entre eux sur un manifold (SAT 0).
- La région Gassi Touil est munie de deux centres de production ; d'huile et de gaz ;. Ces deux centres sont gérés par la division d'exploitation de Gassi Touil.

I.3 Différents champs de la région Gassi Touil :

La région Gassi Touil est chargée de l'exploitation et du développement des champs suivant :

I.3.1 Champs en exploitation

Tableau I.1: Champs en exploitation

Champ	Sigle	Nature des fluides
Gassi Touil	GT	Huile +Gaz à condensats
Hassi –Chergui	HC	Huile
Nezla Sud	NZ	Gaz à condensats
Hassi –Touareg	HTG	Gaz à condensats
Nezla Nord	NZN	Huile
Hassi Chergui Nord	HCN	Huile

I.3.2 Champs en development

Tableau I.2 : Champs en development

Champ	Sigle	Nature des fluides
Brides	BRD	Gaz sec
Toual	TOU	Gaz à condensats
Rhoud Elkhelf	REK	Gaz à condensats
Gassi El adem	GEA	Gaz à condensats

I.3.3 Données stratigraphiques

Le Paléozoïque de Gassi-Touil comprend un Cambro-Ordovicien complet et un Silurien dont ne subsiste que la base argileuse. Très peu de puits ont traversé les objectifs du paléozoïque du fait qu'ils ne présentent ici aucun intérêt pétrolier.

A la fin de la phase Hercynienne, ils se sont déposés en transgressions les premiers termes détritiques du Mésozoïque, ces premières formations d'âge Triasique constituent les réservoirs de Gassi-Touil.

I.3.4 TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inferieur)

Cet ensemble d'une centaine de mètres d'épaisseur est d'origine continentale, Il s'est déposé transgressivement en épandage sur une pénéplaine de la phase hercynienne.

Il est constitué d'intercalations argilo-gréseuses, La porosité des grès du réservoir avoisine les 16%, le réservoir avec une colonne d'huile de 300 m est surmonté par un important gaz-cap.

I.3.5 TRIAS CARBONATE

Cet ensemble argilo dolomitique de plus de 150m d'épaisseur possède vers son sommet une dolomie repère qui correspond à un excellent marqueur sismique.

Vers sa base, se trouve une série d'une trentaine de mètres de grès argilo-silteux qui a constitué parfois un réservoir à hydrocarbures.

I.3.6 TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur)

Cette formation est composée de successions d'argiles et de grès. Les éléments détritiques sont souvent grossiers, comportant des galets d'argiles. La stratification est oblique à noter la présence de débris charbonneux, ces indications donnent un caractère continental à cet ensemble, certains auteurs en font un dépôt deltaïque .Ses propriétés pétro physiques sont généralement bonnes (Porosité - Perméabilité)

A l'origine, c'était un réservoir à gaz-cap doté d'un anneau d'huile avoisinant 150m.

I.4 Les caractéristiques de gisement Gassi Touil

I.4.1 Les caractéristiques pétro-physiques de gisement de Gassi Touil

Tableau I.3: Caractéristiques pétro-physiques de champ Gassi Touil

	TAGS	TAGI
Profondeur (m/mer)	1425	1800
Hauteur totale (m)	100	100
Hauteur utile (m)	45	31
Porosity (%)	14	17
Permeability K (md)	350	100
Saturation en eau Sw (%)	22	22
Surface (km²)	68,8	16,73

I.4.2 Trias-Argilo-Gréseux-Inférieur

- ❖ Date de découverte: 1961
- ❖ Date de mise en production: Avril 1963
- ❖ Type de réservoir : Anneau d'huile avec gas-cap
- ❖ Pression de bulle: 214.0 kg/cm
- ❖ Contact gaz/huile: - 1650 m
- ❖ Contact huile /eau: - 1967 m
- ❖ Pression initiale: 233 kg/cm² @ - 1830 m
- ❖ GOR initial: 154.9 m³/m³
- ❖ Réserve:
- ✓ Huile: 159.9 Million m³ Std (Western Atlas – Nov.89)
- ✓ Gaz dissous: 22.97 Milliards m³ Std
- ✓ GAS-CAP : 73.212 Milliards m³ STD (ETUDE DMN 1992)
- ❖ Réserves récupérables: 68.80 Millions m³ Std

I.4.3 Champ de Gassi Touil Trias –Intermédiaire

Le Trias Intermédiaire de Gassi Touil est conjointement exploité avec le Trias Inférieur par le biais d'un seul puits(GT39C).

5.4- Champ de Gassi Touil Supérieur Trias-Argilo-Gréseux- Supérieur

- ❖ **Date de découverte** : 1961 (par le forage de GT 1)
- ❖ **Date de mise en production**
- ❖ **Anneau d'huile** : Mai 1964
- ❖ **Gas cap** : Décembre 1976
- ❖ **Type de réservoir** : Anneau d'huile avec gas-cap important
- ❖ **Contact gaz/huile**: - 1760 m
- ❖ **Contact huile /eau**: - 1908 m
- ❖ **Pression initiale**: 222.0 kg/cm² @ - 1760 m
- ❖ **Mécanisme de drainage** : Expansion des gaz et de la roche
- ❖ **Réserves** :
- ✓ Huile : 22.028 millions m³ std (1979)

- ✓ Gaz associés : 3.22 milliards m³ std
- ✓ Gaz du gas-cap : 73.212 milliards m³ std (1992)
- ✓ CONDENSAT : 14.20 MILLIONS M3 STD
- ✓ GPL: 5.915 MILLIONS TM
- ❖ **Réserves récupérables:**
- ✓ Huile: 5.066 millions m³ std
- ✓ Gaz: 50.18 milliards m³ std
- ✓ Condensat : 5.467 millions m³

I.5 Les problèmes de production dans la région Gassi Touil :

Le champ de Gassi Touil pose des problèmes de production d'huile plus que celle de gaz à cause des conditions sévères de température et de pression régnant dans le gisement, ils sont dus essentiellement à la faible hauteur utile du réservoir, les bons paramètres pétro physiques du réservoir, l'activité de l'aquifère et la salinité très élevée de l'eau de formation. Parmi ces problèmes on peut citer:

a. Les venues d'eau salée saturé :

Sous force de la remonté du plan d'eau (aquifère très rapide) et le phénomène de coning lié à la déformation de l'interface huile eau (WOC) et le contacte gaz huile (GOC).cette présence d'eau influe considérablement sur la productivité des puits (le freinage et le bouchage des puits par les dépôts de sels au niveau des perfos et de tubing.

➤ **Venues de gaz:**

Après quelque années d'exploitations, certains puits avaient un GOR très élevé avec la déplétion progressive de gisement, d'autre sont transformés directement en puits producteurs de gaz dans le TAGS.

➤ **Le phénomène de corrosion :**

En plus du bouchage des puits, l'eau de gisement salée, saturée et l'eau d'injection, ont entraîné le phénomène de corrosion des Installations, ceci, malgré l'inhibition de l'eau de lavage par des produits inhibiteurs de corrosion.

➤ **Le problème de venus de sable:**

Les puits de gaz ont le problème de venus de sable s'ils ne sont pas bien contrôlés.

➤ **Le givrage du gaz :**

Il est dû essentiellement à la baisse des conditions de pression et de température en surface.

➤ **Présence du CO2 :**

Au sein des puits de Gassi Touil, il existe quelque puits qui contient un pourcentage importante (> 6%) du gaz CO2 comme : TOU15- TOUP1-TOUN1-BRD4- RHLM1- TAOP

1-

TAOP

2-

TAOP

II. Généralités sur les PLT

II.1 Introduction

Les diagraphies de production classiques englobent principalement l'utilisation de 4 outils : le spinner, l'outil de densité, de température et de pression. Cependant, seulement la lecture du spinner est utilisée dans l'analyse quantitative. Les données des outils de densité, de température et de pression sont utilisées dans l'analyse qualitative.

II.2 Domaine d'utilisation

Les diagraphies de production sont utilisées dans les puits producteurs d'huile et/ou du gaz ou d'eau ainsi que dans les injecteurs d'eau ou de gaz.

II.3 Application

L'outil PLT est utilisé pour :

- ✓ Evaluer la contribution à la production ou l'injection des différents intervalles du réservoir,
- ✓ Localiser les zones de percées de gaz ou de venues d'eau.
- ✓ Investiguer et diagnostiquer les problèmes, s'il y en a, afin de trouver la bonne solution telles que :
 - Nettoyage ou re-perforation en cas de bouchage.
 - Isolement d'anciennes perforations en cas de percées de gaz, de coning d'eau ou de cross flow.

II.3.1 Exemples de problèmes détectables par le PLT

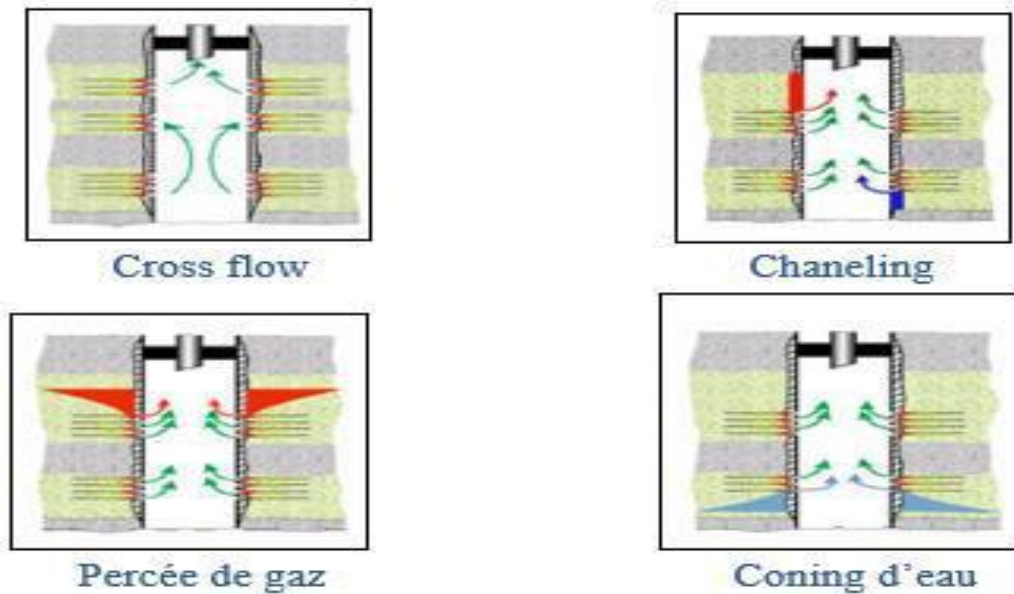


Figure II.1: Exemples des problèmes détectables par PLT [2]

II.4 Mesures de PLT

Au cours de la réalisation d'un PLT on enregistre généralement les paramètres suivants :

- ✓ Les enregistrements de la vitesse d'écoulement à l'aide du spinner.
- ✓ Les enregistrements de la densité du fluide à l'aide de l'outil de densité comme mesure directe ou la dérivée de pression comme mesure indirecte.
- ✓ L'enregistrement de la variation de la température à l'aide de jauge de température
- ✓ L'enregistrement de la variation de la pression dans le puits à l'aide de l'outil de jauge de pression.

Il faut noter d'autres enregistrements auxiliaires sont utilisés pour nous aider dans l'analyse des logs principaux, tels que :

- GR (Gamma Ray)
- CCL (Casing collar locator)
- Le caliper

II.4.1 Applications spécifiques des mesures

Chaque capteur a plusieurs usages spécifiques, la plupart sont utilisés en combinaison, afin de donner des enregistrements complets concernant le puits ou le réservoir.

II.4.1.1 Applications du Spinner

Le spinner enregistre le profil de la vitesse de rotation de l'hélice dans le but est de déterminer

- ✓ La contribution à la production des différents intervalles.
- ✓ L'évaluation du débit de chaque intervalle.
- ✓ Le cross flow (écoulement d'intervalle vers à un autre) s'il existe.

II.4.1.2 Applications d'outil de température

Il enregistre le changement de la température le long de la zone d'enregistrement dans le but de montrer :

- ✓ Les zones de venue de fluide ou de gaz dans les puits producteurs.
- ✓ Les mouvements des fluides derrière le tubage (channeling).

II.4.1.3 Applications d'outil de densité

Il enregistre le changement de la densité du fluide le long de la zone d'enregistrement dans le but de montrer :

- ✓ Le type de fluide à l'endroit de l'enregistrement.
- ✓ Les interfaces des fluides dans le puits (Gaz-huile, huile – eau ou gaz-eau).

II.4.1.4 Applications d'outil de pression

Il enregistre le profil de la pression le long de la zone d'enregistrement dans le but de connaître :

- ✓ La pression réelle du réservoir à chaque profondeur du réservoir en puits fermé et en puits ouvert (en écoulement).
- ✓ Le gradient de pression le long de la zone d'enregistrement qui dépend de la densité des fluides.

II.5 Les équipements de l'opération PLT

II.5.1 L'unité d'enregistrement

Les enregistrements du PLT peuvent se faire en mode directe avec un camion laboratoire Wire

Line en lecture directe pendant l'enregistrement ; ou avec le Slick Line sans lecture directe pendant l'enregistrement (en mode memory).



Figure II.2: Unité Wire Line

II.5.2 Equipements de contrôle de pression (BOP)

Les opérations de PLT doivent être conduites dans les puits en production, donc la plupart du temps sous pression. Un matériel spécial a été conçu pour obtenir une étanchéité parfaite à la tête du puits pendant la descente ou la remontée des outils.

II.5.3 SAS (LubriCTOR = Riser)

Il permet de loger les éléments PLT en toute sécurité avant la descente dans le puits et à la fin de leur remonté.

II.5.4 Câble

Il permet :

- ✓ De relier les outils PLT au treuil de l'unité pour permettre leur descente et remonté dans le puits.
- ✓ Transmettre les informations à l'unité d'enregistrement en cas de lecture directe avec l'unité Wire Line.

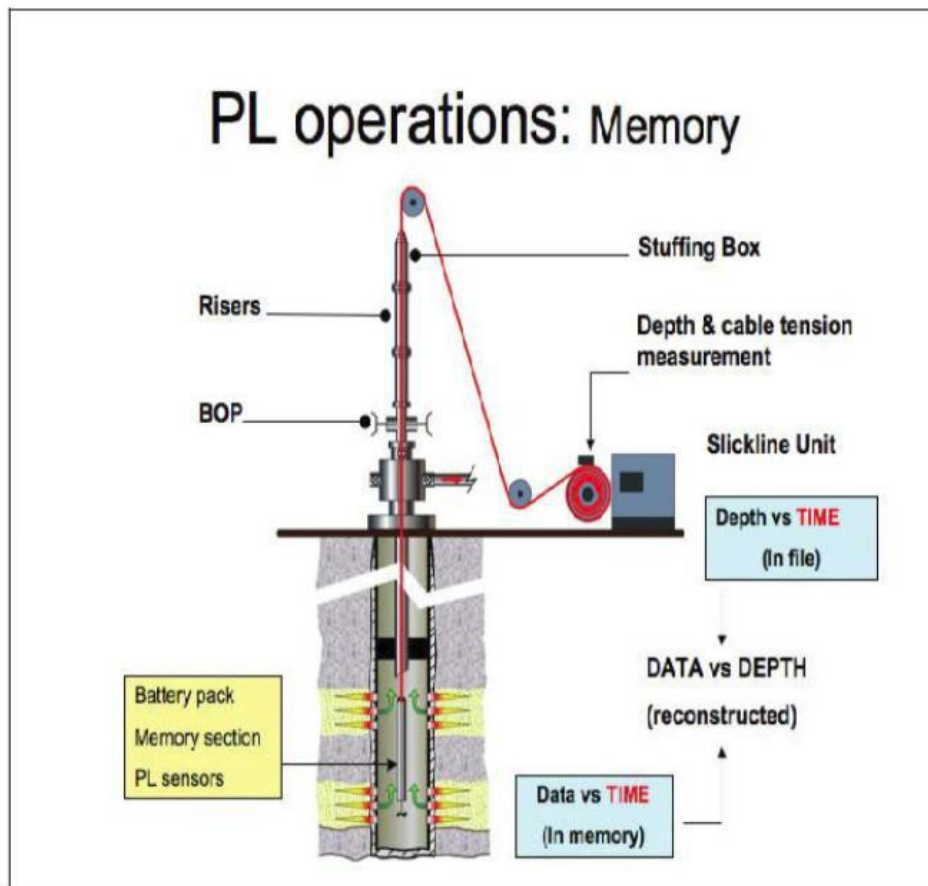


Figure II.3: Schéma d'une opération de logging de production

II.6 Le train de PLT

Avant leur descente dans le puits, les outils PLT sont assemblés ensemble pour former un seul élément appelé train d'outils comme ci-dessous.

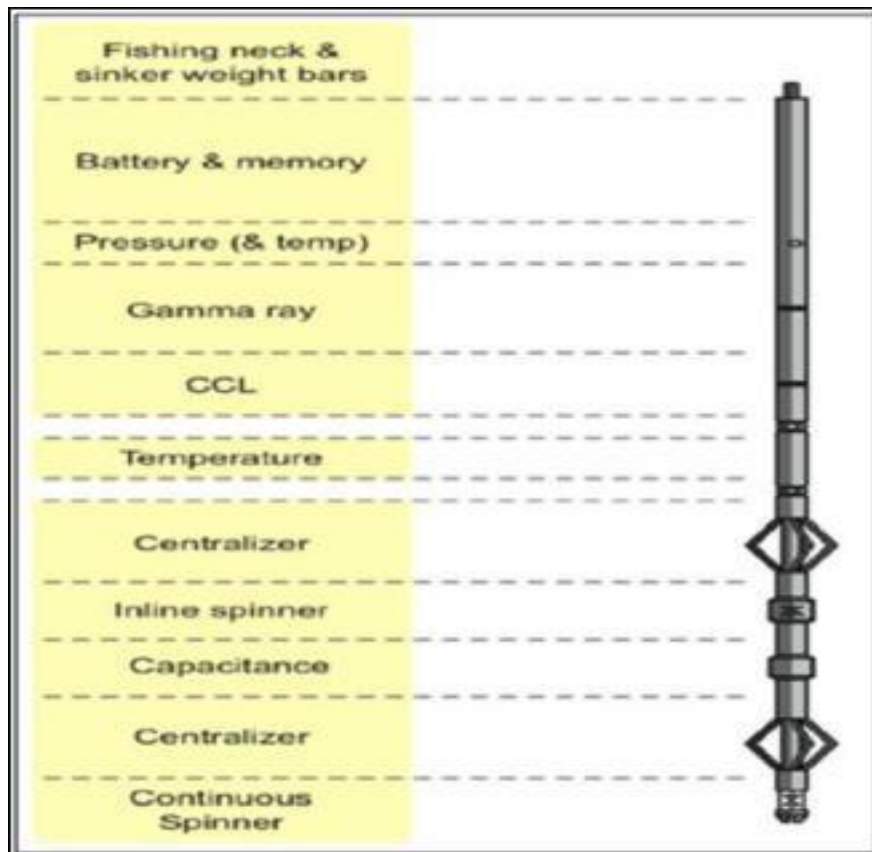


Figure II.4: Exemple de train de PLT

Le train PLT est composé respectivement du haut en bas de :

- ✓ Fishing neck et barres de poids
- ✓ Batterie et mémoire
- ✓ Enregistreur de pression
- ✓ Le GR (Gamma Ray)
- ✓ CCL (casing collar Locator)
- ✓ Enregistreur de température
- ✓ Deux centreurs
- ✓ 02 types de flowmeters :
 - In-Line spinner
 - Continuous spinner

II.7 Outils de diagraphie de production PLT

Dans cette partie on s'intéresse aux principaux outils utilisés dans notre étude d'écoulement monophasique

II.7.1 Flowmeter

La vitesse du fluide est mesurée à l'aide d'un spinner, ce dernier comporte une hélice très sensible (lames rotatives) qui tourne lorsque le fluide se déplace à travers le spinner.

La rotation de l'hélice génère un courant électrique ou pulsation mesuré par des équipements en surface (La transmission est assurée par un câble électrique) est le transforme en rotation par seconde (RPS)

- Le spinner se caractérise par une vitesse critique appelée Seuil, au –dessous de cette vitesse l'hélice ne peut pas tourner.

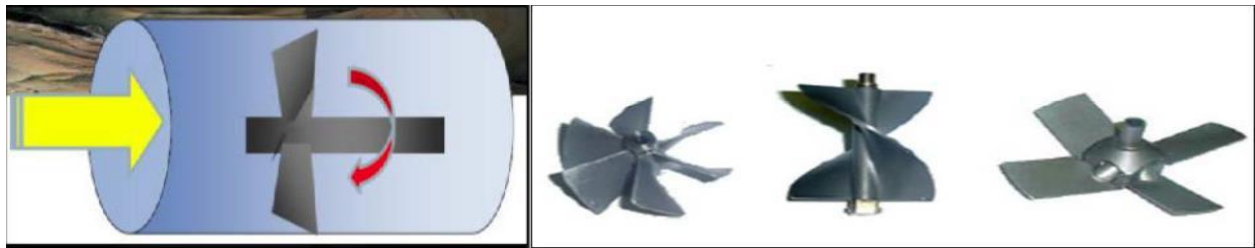


Figure II.5: Différents types d'hélices

- Sur la figure ci-dessous on voit une mesure schématique de flowmeter en écoulement monophasique. On voit la contribution de chaque intervalle de perforation ainsi que la contribution totale (la somme des contributions des intervalles perforés)

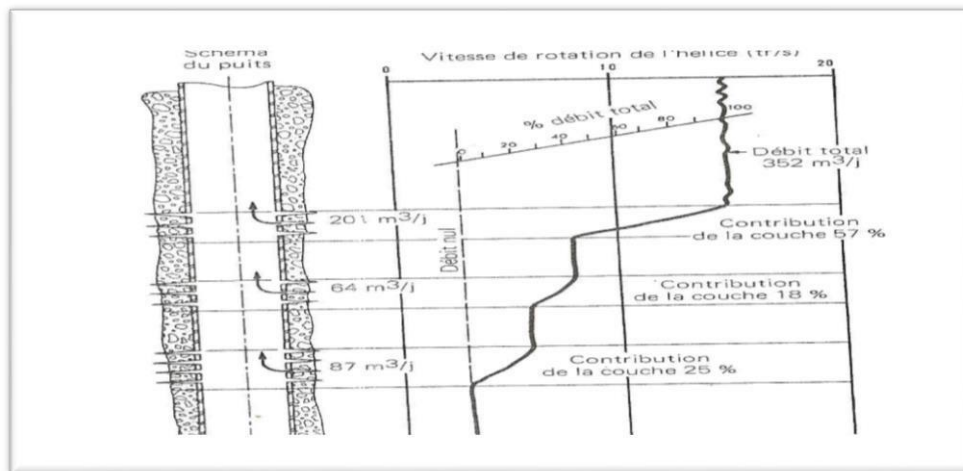


Figure II.6: Schéma d'enregistrement du spinner en écoulement monophasique [1]

Il existe trois (03) types de Flowmeters :

II.7.1.1 Continuous spinner Flowmeter “CFS”

Le flowmeter CFS ou continuous spinner flowmeter, est un outil de mesure de débit dans les conditions de fond. Il est composé d'un corps cylindrique sert à couvrir un spinner à sa partie inférieur.

- Le CFS est utilisé dans les régimes monophasiques.

A. Flowmeter « plein trou » full -bore spinner “FBS”

En ce genre de flowmeter, l'hélice s'ouvre à son diamètre maximal dans le tubage jusqu'au diamètre de l'outil, ce qui lui permet de passer par des restrictions de tubes sans endommagement.

- Cet appareil est utilisé pour les mesures en écoulement poly-phasiques lorsqu'une grande précision est nécessaire. L'outil dispose d'une cage à six bras et à ressort qui centra le spinner au milieu du flux et soutient le poids de l'outil dans les puits déviés.

II.7.1.2 In-Line flowmeter “ILS”

Le In-Line spinner flowmeter est un flowmeter compact qui peut être utilisé avec d'autres outils de PL.

- L'hélice conçu pour ce type de flowmeter a été optimisée pour avoir un très faible seuil donc idéale pour les faibles débits. De plus il peut être utilisé dans des zones ou le flowmeter plein trou FBS peut être fermé en raison de diamètres réduits.



Continuous spinner



full-bore spinner



In-Line spinner

Figure II.7: Les principaux types de flowmeters

II.7.1.3 Outil combiné Quartz Pressure & Casing Collar Locator CCL

L'outil de mesure de pression en Quartz combiné à l'outil CCL est conçu pour minimiser la longueur du train PLT

- La jauge en quartz est utilisée pour la mesure de la pression
- Le CCL sert à détecter l'emplacement des joints de casing.

II.7.2 Outil de mesure de la Température

Une sonde de température à résistance en platine réagit rapidement et avec précision à des changements de la température du fluide.

II.7.3 Caliper

- L'outil mesure le diamètre du puits, en utilisant deux ou plusieurs bras qui sont reliés à une résistance qui convertit le mouvement du bras en un courant électrique. L'outil est utilisé pour Mesurer la variation du diamètre du trou de passage (liner ID, casing ID ou le diamètre du trou de l'open Hole)
- Le contrôle de l'état de la section de passage en cas de formation des dépôts, ou la corrosion du casing ou du liner.

II.7.4 Gamma Ray

Le Gamma Ray est une mesure de la radioactivité naturelle des différentes formations traversées par un puits :

- Les dolomites, les calcaires, les grés anhydrites, et les sels présentent un faible niveau du rayonnement.
- Tandis que les schistes, les argiles ont des niveaux plus élevés de rayonnement.
- Le log Gamma Ray du PLT est utilisé pour le calage avec le log GR de référence de l'open Hole.

II.7.5 Centreurs

Le centreur sert à maintenir le train PLT au centre du puits.

Différents types de centreurs sont disponibles en fonction de trajectoire du puits.

- Les Centreurs à rouleaux à trois Bras les plus utilisés pour les puits verticaux et déviés.

Les centreurs à quatre bras sont mieux adaptés pour les puits horizontaux.

- Le centreur à ressort à six bras est le mieux adapté aux sections de trous ouverts (open Hole).



Figure II.8: Quelques outils de diagraphie de production PLT

II.8 Interprétation monophasique de la réponse du spinner

La réponse du spinner est représentée par la Rotation Par Seconde (RPS).
 La relation entre RPS et la vitesse apparente du fluide dépend de la propriété de ce fluide et les caractéristiques du spinner, c'est pour cette raison, la calibration du spinner est nécessaire.

II.8.1 La réponse du spinner

La rotation du spinner est relative à la vitesse du câble ainsi qu'à la vitesse du fluide.

II.8.1.1 Les conventions des signes

La vitesse du câble est positive (CS positive (+)) lorsque l'outil descend dans le puits, et négative (CS négative (-)) lorsqu'il monte.

RPS est comptée positif (RPS+) lorsque le fluide traverse le spinner en venant du bas, et négatif (RPS -) dans le cas contraire.

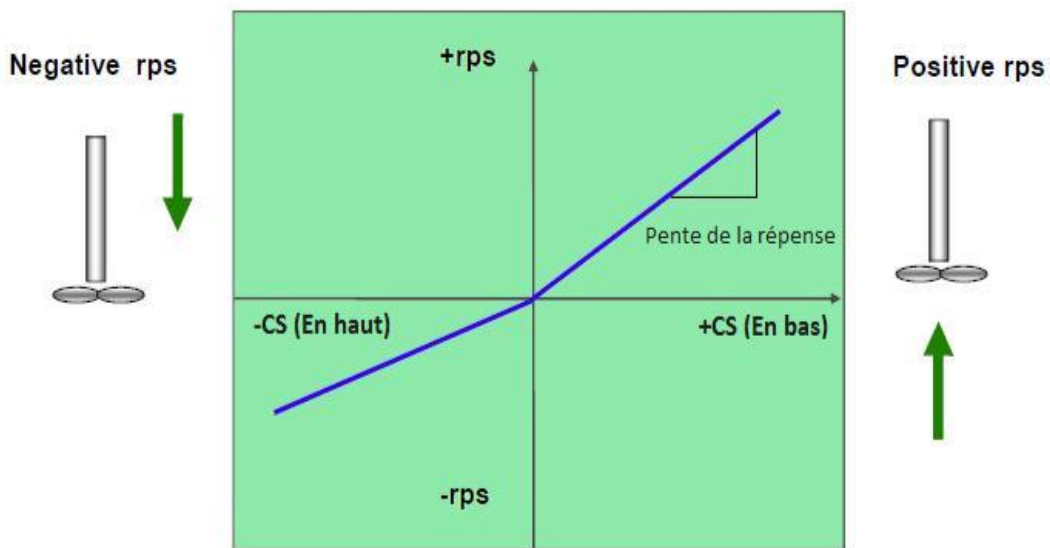


Figure II.9: La réponse réelle du spinner dans une zone sans écoulement (shut in) [4]

II.8.1.2 L'équation « rps » de la réponse du spinner

L'équation qui gère la réponse du spinner est de la forme suivante :

$$rps = aV_{fs} - \frac{b}{\rho V_{fs}} - c \sqrt{\frac{\mu}{\rho V_{fs}}} \dots\dots\dots II$$

- a: coefficient relié à la géométrie du spinner
- b: coefficient de frottement du roulement
- c: coefficient de frottement du fluide

ρ : densité du fluide

μ : viscosité du fluide

II.8.2 Définition du Threshold

Pour l’interprétation des logs de production, on considère que la calibration est toujours une ligne droite, elle peut varier avec le fluide reconcentré. En outre, la réponse d’outil est décalée d’une vitesse de seuil (threshold velocity) qui est la vitesse minimale requise pour faire tourner le spinner.

Cette vitesse est de 0.91 à 1.83 m/min pour l’huile, de **3 à 6 m /min** pour le gaz.

II.8.3 Vitesse moyenne et vitesse apparente

II.8.3.1 Vitesse apparente

La vitesse apparente est la vitesse donnée par le spinner et elle est différente de celle du fluide, et elle est appelé vitesse apparente, noté V apparent ou V APP.

II.8.3.2 Vitesse moyenne

pour les calculs on utilise une vitesse moyenne (V AVG ou V M) qui est donnée par la relation :

$$V_M = VPCF \times V_{APP} \dots \dots \dots II$$

Avec : velocity profile correction factor, c’est un facteur de correction qui dépend du nombre du Reynolds.

Le nombre de Reynolds est exprimé dans l’équation ci-dessous :

$$N_{Re=7.742} \times 10^3 \frac{\rho D v}{\mu} \dots \dots \dots II$$

ρ : La densité de fluide en g / cm³

D: Le diamètre en pouces

v: La vitesse en ft / sec

μ :La viscosité en CP.

La solution classique est d'assumer une valeur de vitesse, généralement basé sur un VPCF de valeur égale à **0.83**.

II.8.4 Equation générale de du débit dans un écoulement monophasique

Donc le débit d’un écoulement monophasique peut être obtenu par la relation suivante :

$$Q_t = 1.399V_M(D_c^2 - d_{tool}^2) \quad [Ksm^3/j] \dots \dots \dots II$$

D'où : D_c : diamètre interne du casing.

d_{tool} : diamètre externe de l'outil.

II.8.5 L'optimisation de l'opération PLT :

II.8.5.1 Conditions pour assurer un bon PLT :

- ✓ Etablir un programme détaillé de l'opération (objectives, voisinage du puits).
- ✓ Une bonne stratégie de contrôle (les conditions de puits, le débit).
- ✓ La configuration des outils de la garniture de PLT (les détecteurs).
- ✓ Déterminer l'intervalle de la diagraphie avec exactitude (la section tota+Overlap).
- ✓ Réaliser les mesures en état stationnaire (en puits fermé et ouvert).
- ✓ Assurer la stabilité du puits (levé en ouverture, levé en fermeture).
- ✓ Choisir la vitesse de câble et le nombre de passes adéquats.
- ✓ Estimer la valeur du débit en surface avec exactitude

II.5.2.2 Causes amenant à un mauvais PLT :

- ✓ La durée de fermeture du puits n'est pas suffisante pour la stabilisation du puits.
- ✓ Le puits est en production, mais il n'est pas stabilisé.
- ✓ Le positionnement des perforations est faut.
- ✓ Le levé d'intervalle est faut.
- ✓ La sélection des détecteurs n'est pas convenable.
- ✓ Le spinner sélectionné n'est pas convenable.
- ✓ La garniture de PLT n'est pas centralisée.
- ✓ Le choix de la vitesse d'avancement de l'outil n'est pas adéquat.
- ✓ La présence de l'imperfection dans les outils de PLT.

II.8.5.2 Holdup :

La définition de hold-up est le pourcentage de la surface transversale de la conduite occupée par la phase en question.

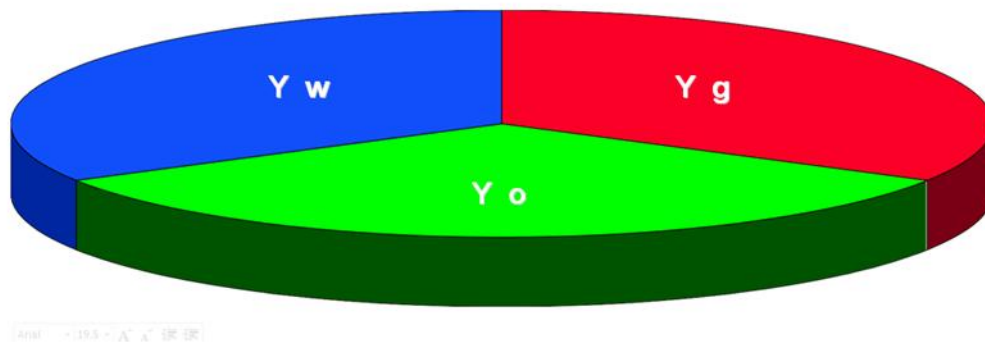


Figure II.10 le pourcentage de la surface transversale

Figure II .10 : le pourcentage de la surface transversale

$$Y_g + Y_o + Y_w = 1$$

II.8.5.3 Détecteur d'eau (hold up) :

Généralement il est basé sur la différence de constante diélectrique entre l'eau et l'huile. En effet, $\epsilon = 80$ pour l'eau et 2 à 3 pour les hydrocarbures. Quand la phase continue est l'huile, la mesure est indépendante du type d'écoulement, bulles ou bouchons.

Une émulsion d'huile dans l'eau se forme à partir de 30% d'eau avec un débit de 1,325 m³/h (200 bbl/d). L'appareil indique alors 100% d'eau.

Comme pour le densimètre à vibration, un étalonnage doit être fait dans l'air, l'huile et l'eau dans les conditions de surface.

La lecture de holdup obtenue doit être corrigée pour la vitesse d'écoulement afin d'obtenir le rapport apparent eau/hydrocarbures en surface. Ce rapport doit être également corrigé pour l'effet du gaz libre s'il en existe au niveau de la sonde.

Selon le constructeur on peut mesurer des teneurs en eau de 4 % à 98 %.

II.8.5.4 Gaz holdup Tools

C'est utiliser pour fournir des mesure holdup au log du puits pour n'importe quel écoulement et pour différent angles de puits.

Les data fournis par GHT donner plus de précision pour l'interprétation lorsqu'il y a un écoulement stratifié dans des puits déviés et horizontaux.

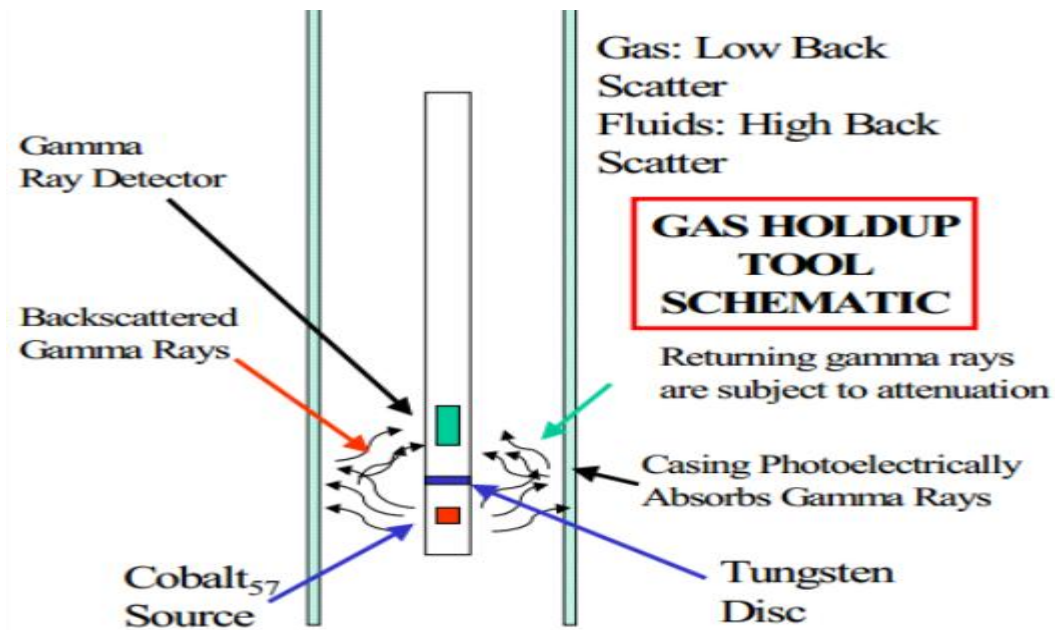


Figure II.11: principe de fonctionnement de holdup de gaz

Conclusion

On peut dire qu'il est très important de connaître les outils utilisés dans les diagraphies de production, mais on a vu que le principal outil est le spinner qui joue un rôle important dans le calcul de la vitesse du fluide, et par la suite la détermination du débit d'écoulement.

III. ANALYSE NODALE

III.1 Introduction

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance des puits. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface. [4]

III.2 Objectifs de l'analyse nodale

- ✓ Déterminer le débit auquel un puits existant de pétrole ou de gaz produira considérant la géométrie du puits et les limitations de la complétion (d'abord par déplétion naturelle).
- ✓ Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits produira ou s'épuisera.
- ✓ Choisir le moment le plus économique pour l'installation du gaz lift et le choix de la méthode optimale du gaz lift.
- ✓ Optimiser le système pour produire le débit voulu.
- ✓ Vérifier les performances de chaque composant dans le puits.
- ✓ Permettre l'identification rapide par les opérateurs de gestion et de technologie des manières d'augmenter le taux de production. [4]

III.3 Perte de charge dans le milieu poreux (inflow)

L'écoulement vers le puits dépend du drawdown ou de la chute de pression dans le Réservoir ($P_r - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tel que les propriétés de la roche, les propriétés des fluides, le régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide, l'état de la formation (endommagée ou stimulée) etc... L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé par Gilbert « inflow performance » et la représentation du débit en fonction de la pression de fond dynamique est appelé « inflow performance relationship » ou IPR. L'équation de l'inflow s'écrit comme suit

$$P_r - \Delta P_{rés} = P_{wf} \dots \dots \dots \text{(III.1)}$$

Où :

P_r : la pression de réservoir.

P_{wf} : La pression de fond

$\Delta P_{rés}$: La perte de charge dans le réservoir.

III.3.1 L'équation de Darcy :

Pour calculer la chute de pression produite dans un réservoir, une équation qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit exigé.

L'équation de base est la loi de Darcy. Cette équation proposée en 1856 par Henry Darcy relie la vitesse apparente du fluide à la chute de pression à travers la filtrante.

Il est également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et le milieu est constitué de sable complètement saturé d'eau. [3]

La forme différentielle de la loi de Darcy est donnée :

$$v = - \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \dots \dots \dots (III .2)$$

Où :

K : Perméabilité du milieu poreux

V : Vitesse apparente du fluide

μ : Viscosité du milieu

$\frac{dp}{dx}$: Gradient de pression dans le sens d'écoulement

III.3.1.1 Les types d'écoulements :

A. Ecoulement linéaire :

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation (III.2) peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (FigureIII.1).

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k}{\mu} dP = - \frac{q}{A} \int_0^L dx \dots \dots \dots (III.3)$$

Où :

P_1 : Pression à l'entrée.

P_2 : Pression à la sortie.

A : la section.

q : Le débit.

L : La longueur de l'échantillon.

Si on suppose que k , μ et q sont indépendants de la pression où elles peuvent être évaluées à une pression moyenne, l'équation devient :

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q\mu}{kA} \int_0^L dx \dots\dots\dots(III.4)$$

Par intégration :

$$P_1 - P_2 = -\frac{q\mu}{kA} \times L \dots\dots\dots (III.5)$$

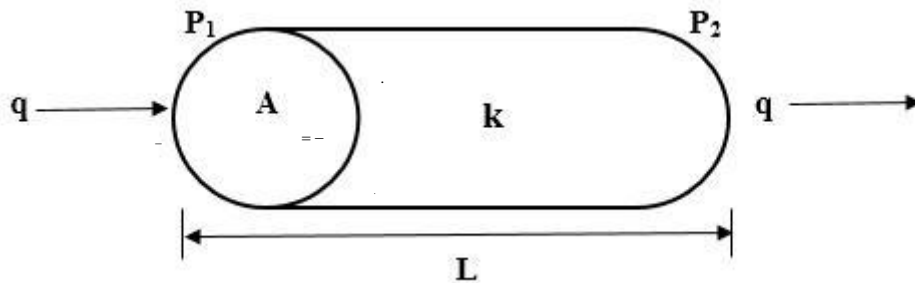


Figure III.1 : schéma présentatif d'un écoulement linéaire. [3]

B. Ecoulement radial :

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, dans ce cas la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (III.2), en se référant à la (figure III.2), on obtient :

$$q = \frac{2\pi r h}{\mu} \frac{dP}{dr} \dots\dots\dots(III. 6)$$

Où :

q : Le débit.

r : Le rayon.

h : La hauteur.

k : La perméabilité.

μ : La viscosité.

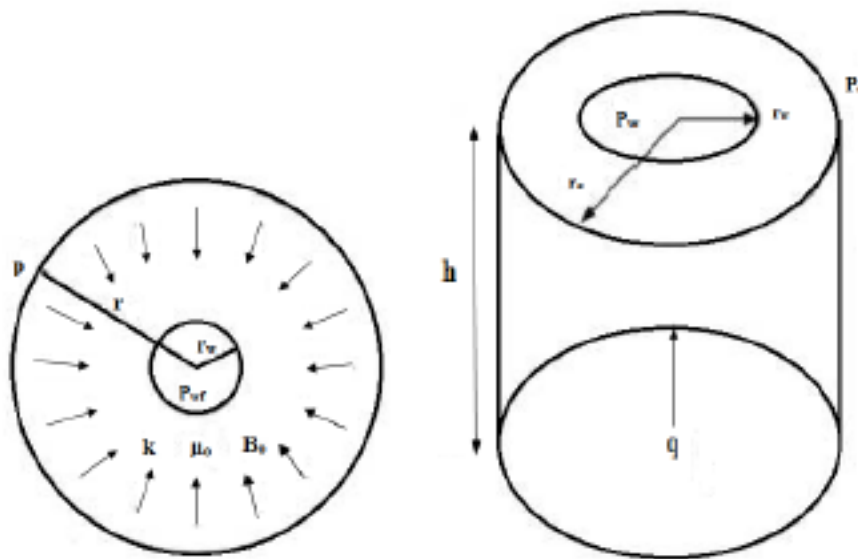


Figure III.2: schéma présentatif d'un écoulement radial. [3]

III.3.2 Méthode de Vogel :

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fond différentes et des formations de différents paramètres pétrophysiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique et il a déduit son équation : [3]

$$\frac{q_0}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \dots\dots\dots \text{(III.7)}$$

q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf} .

$q_{0 \max}$: Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique nulle ($P_{wf} = 0$) (AOF).

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

P_r : Pression du réservoir approximative.

La relation de Vogel peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (gas-drive). Au-dessus du point de bulle, l'équation standard de Darcy reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP).

Beaucoup de corrections ont touché l'équation de Vogel pour l'adapter aux différents cas.

III.4 L'écoulement dans le tubing (outflow) :

Dès 1939, E.C. Babson publia son premier travail sur l'écoulement multiphasique vertical. W.E. Gilbert a évolué dans cette étude de 1939 à 1940. Toutefois, il ne publia son travail qu'en 1954. La plus grande contribution de Gilbert reste de la pression en fonction de la profondeur, qu'il appela « gradient de pression ». [3]

III.4.1 Configuration d'un écoulement vertical diphasique :

Quand deux fluides avec des propriétés physiques différentes s'écoulent simultanément dans une conduite, il existe une large gamme de modèles d'écoulement.

La distribution de chaque phase par rapport à l'autre dans la conduite est la référence pour lequel on établit le modèle. Plusieurs modèles essayent de prédire la configuration d'écoulement qui peut exister pour différentes séries de conditions, et plusieurs appellations différentes ont été données pour ces configurations, pour plus de fiabilité. Certaines corrélations de pertes de charge comptent sur la connaissance de la configuration d'écoulement. [3]

GOVIER a présenté une série descriptive pour les configurations d'écoulement pour l'air et l'eau. Ces configurations (figure III.3) dépendent dans une certaine mesure de l'ampleur relative de la vitesse superficielle du liquide V_{SL} et celle du gaz V_{SG} , et de la pression.

L'équation de l'Outflow s'écrit comme suite :

$$P_{\text{sép}} + P_{\text{tbg}} + \Delta P_{\text{pipe}} = P_{\text{wf}} \dots\dots\dots(\text{III.8})$$

$P_{\text{sép}}$: la pression de séparation.

ΔP_{tbg} : La perte de charge dans le tubage.

ΔP_{pipe} : La perte de charge dans pipe.

P_{wf} : Pression de fond.

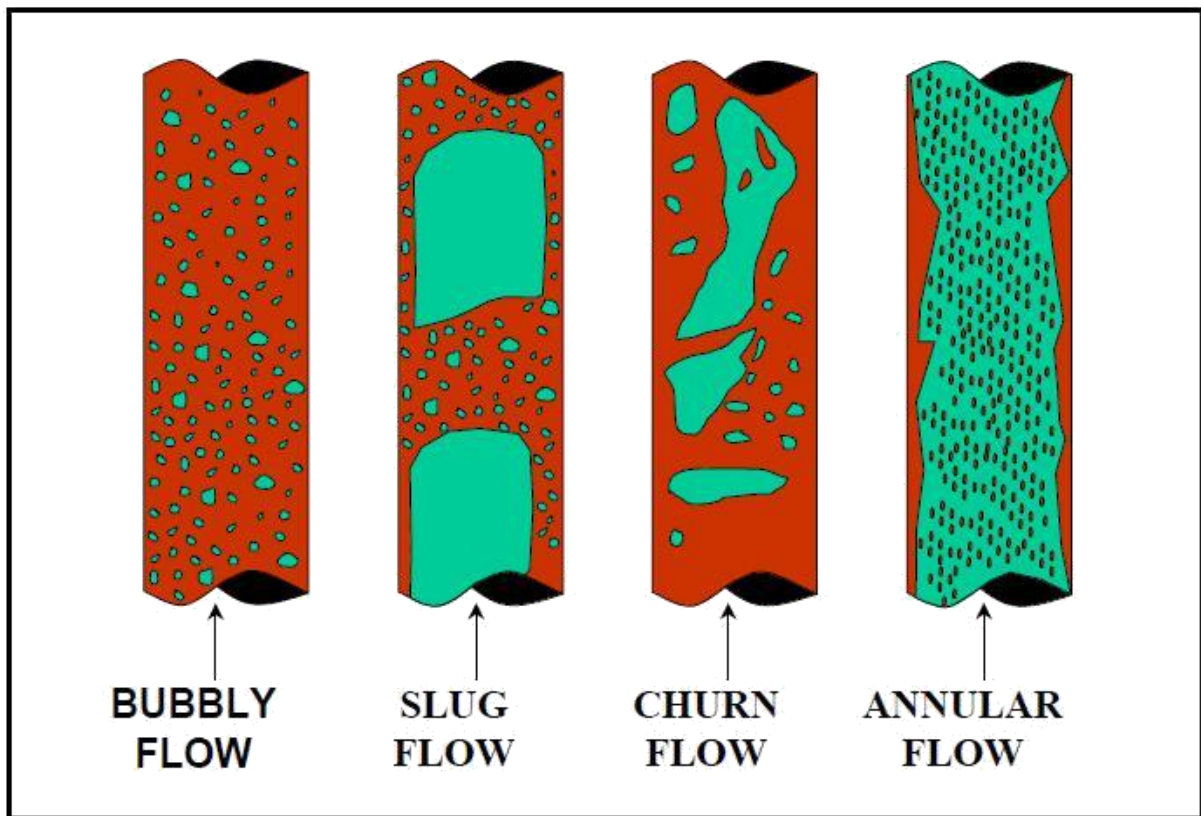


Figure III.3: différents modes d'écoulement vertical. [3]

III.4.2 Pertes de charge dans le tubing (outflow) :

L'équation de perte de charge est composée de trois termes dans n'importe quel écoulement :

- Le terme d'élévation ou terme statique.
- Le terme de frottement (friction).
- Le terme d'accélération.

III.4.3 Corrélations des pertes de charge :

Les corrélations utilisées pour estimer les pertes de charges peuvent être classées en trois catégories :

- Catégorie "a": Elles ne prennent en considération ni le glissement ni le régime d'écoulement.
- Catégorie "b": Elles prennent en compte le glissement mais pas le régime d'écoulement.
- Catégorie "c": Elles tiennent compte du glissement ainsi que du régime d'écoulement.

Le tableau suivant donne les corrélations permettant le calcul des pertes de charges dans les écoulements verticaux et les catégories auxquelles elles appartiennent.

Tableau III.1: Classification des corrélations de perte de charge.[4]

Méthode	Catégories
Poettmann and Car	A
Baxendell and Thomas	A
Francher and Brown	A
Hagdorn and Brown	B
Gray	B
Ashiem	B
Duns and Rose	C
Orkiszewski	C
Aziz et al	C
Chierici et al	C
Beggs and Brill	C

IV. METHODOLOGIE DU TRAVAIL ET L'INTERPRETATION

IV.1 Introduction

Les diagraphies de production sont considérées comme une méthode quantitative puissante qui prend sa place dans l'ensemble des outils d'acquisition de données pour le réservoir Engineering.

IV.2 Description du logiciel Emeraude

Le software « Emeraude », développé par KAPPA, est considéré comme une norme d'industrie offrant une plateforme commune de communication et d'interprétation entre les grands producteurs et de nombreux opérateurs et fournisseurs de services.

Quel que soit le type de puits, Emeraude fournit un ensemble complet et intuitif d'Outils, pour une bonne interprétation des résultats à partir des données des logs. KAPPA travaille sur le développement continu de l'industrie PL. [5]

IV.3 Etapes de fonctionnement du software Emeraude

Dans la partie qui suit, nous expliquons en détail les quatre (04) principales étapes de fonctionnement du software Emeraude. [5]

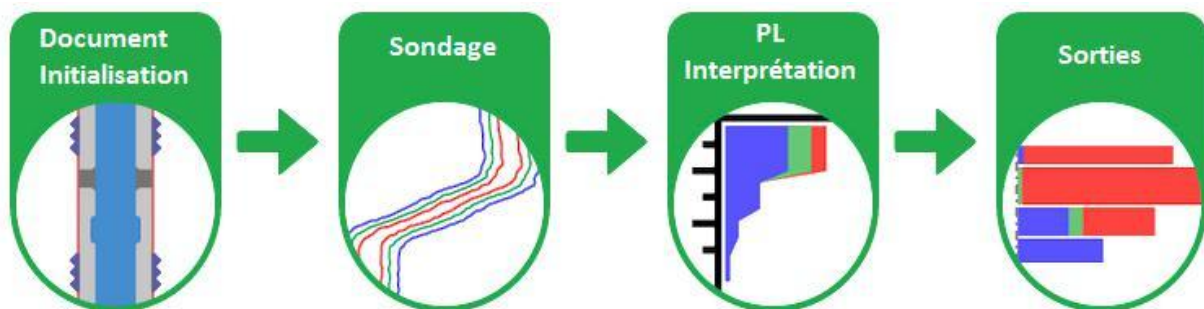


Figure IV.1: Etapes de fonctionnement du software Emeraude

IV.3.1 Initialisation du document

A. Données générales

Les logs de l'open Hole tel que le GR et les relevés des déviations sont chargés. Ces données sont utilisées pour faire les faire correspondre avec les données de profondeur PLT.

B. Détails de la complétion

Le diamètre intérieur, les intervalles des perforations, les zones de réservoir sont chargées dans les détails de complétion. Emeraude les utilisera comme entrées pour le calcul des débits des zones.

IV.3.2 Sondage

A. Charger les données PL

Les passages up et down et les données stationnaires sont chargés à partir des fichiers LAS dans notre cas.

B. Configuration de l'outil PL

L'utilisateur doit spécifier les types d'outils utilisés, de sorte que les corrections appropriées sont appliquées dans le schéma de calcul. Le diamètre de l'hélice du spinner doit être entré pour calculer le facteur de correction du profil de vitesse.

4.2.3. Interprétation des PL

A. Calibration du Spinner

Le spinner mesure le RPS, mais l'interprétation a besoin de la vitesse du fluide. Pour appliquer cette transformation, les paramètres de calibration du spinner doivent être connus. Lorsque des passages suffisants sont disponibles, une calibration du spinner in situ peut être effectuée.

B. Calcul de la vitesse

Une fois que les paramètres de calibration du spinner sont connus, la vitesse apparente est calculée pour chaque passe et chaque spinner.

C. PVT

Le calcul de la phase PL est très sensible au PVT. Par conséquent, lors du calcul des taux aux conditions de fond de puits, un certain nombre de propriétés PVT sont requises. En outre, pour convertir les taux de fond en conditions de surface, les facteurs de volume doivent être connus.

D. Calcul des débits

Le calcul des débits par zone concerne les intervalles d'écoulement stables définis par l'utilisateur. Emerald offre la possibilité d'avoir :

➤ **Le débit total**

C'est le débit au-dessus du top des perforations, elle représente la somme des débits partiels

Elle est calculée par la formule suivante :

$$Q_t^k = \sum_i dQ_i^k \dots\dots\dots(IV.1)$$

i:lazone

K:laphase

➤ **Les contributions des débits par zones**

Elle est calculée par l'équation suivante :

$$dQ_i^k = Q_i^k - Q_{i-1}^k \dots\dots\dots(IV.2)$$

➤ **Les contributions des débits en %**

Elle est donnée par la relation suivante :

$$\text{Cont\%}(zone i, phase k) = dQ_i^k / Q_i^k$$

IV.3.3 Sorties

A. Logs et rapports

Le résultat de l'interprétation est présenté sous forme d'un profil cumulatif et d'un taux de contribution de chaque phase. Un rapport intégré peut être imprimé et pré-visualisé qui comprend des sections prédéfinies.

B. Sommaire

Les logs de sortie fournissent une sortie visuelle de l'interprétation. Les sorties numériques peuvent être obtenues à partir du tableau récapitulatif qui présente les taux cumulatifs et les taux de contribution et les vitesses de chaque phase avec les propriétés PVT au niveau de chaque zone.

C. Exportation des sorties

L'utilisateur peut exporter les profils de résultats et une partie des données chargées dans Emeraude vers un autre logiciel.

IV.4 Résumé du programme PLT

Les opérations PLT sont effectuées avec la compagnie de service « HESPE » en utilisant l'unité Wire-line contenant la chaîne PLT de marque « Sondex » selon le programme suivant :

IV.4.1 Enregistrement PLT avec puits fermé

Le principe est d'avoir des enregistrements en face des zones perforées. Des passes de l'outil du PLT seront effectuées en phase statique avec différentes vitesses (3 passes vers le haut et 3 passes vers le bas en général à 20, 30 et 40 m / min).

IV.4.2 Enregistrement PLT avec puits ouvert

Tout d'abord il faut mettre le puits en production, et de le laisser le temps de se stabiliser, ensuite des passes de l'outil PLT seront effectuées en phase dynamique avec différentes vitesses (3 passes vers le haut et 3 passes vers le bas en général à 20, 30 et 40 m / min). Puis enregistrer des stations de 5 min à deux profondeurs différentes. A la fin on ferme le puits, et on fait monter l'outil WL PLT à la surface.

IV.5 Données nécessaires pour l'interprétation

Le puits concerné par l'interprétation des PLT sont : GT-30 bis dont la fiche de complétion est en annexe.

Les enregistrements effectués le 05/02/2019.

IV.5.1 Données PVT

Ci-dessous les données PVT insérés dans le software Emeraude du champ.

Tableau IV.1: Données PVT du champ

Pression	FVF	GOR
300	1.409	-
280	1.415	-
260	1.422	-
240	1.429	-
223	1.436	154.9
210	1.411	145.3
200	1.393	138
180	1.357	123.9
160	1.323	110.2
140	1.291	96.9
120	1.261	84
100	1.231	71.2
80	1.203	58.7
60	1.175	46.1
40	1.147	33.4
20	1.112	19.1

Tableau IV.2: Données PVT du champ GT

Pression kg/cm²	volume relatif	FVF	densité de l'huile	Gor dissous	densité du gaz (g/cc)	z gaz	viscosité du liquide (cp)	viscosité du gaz (cp)
300	0.9815	1.47	0.6673	-	-	-	0.255	
280	0.9855	1.476	0.6646	-	-	-	0.249	
260	0.9901	1.483	0.6615	-	-	-	0.243	
240	0.995	1.491	0.6583	-	-	-	0.237	
223	1	1.498	0.655	165.3	0.716	0.861	0.232	0.0231
210	0.9813	1.47	0.6614	154.9	0.71	0.865	0.247	0.022
200	0.7675	1.449	0.6662	147.1	0.705	0.853	0.258	0.0212
180	0.9414	1.41	0.6755	132.1	0.696	0.85	0.283	0.0196
160	0.9169	1.374	0.6846	117.4	0.689	0.851	308	0.0181
140	0.8939	1.339	0.6935	103.4	0.684	0.857	0.336	0.0168
120	0.8721	1.306	0.7022	89.8	0.679	0.866	0.364	0.157
100	0.8512	1.275	0.7107	76.4	0.678	0.879	0.394	0.0148
80	0.831	1.245	0.7192	63.3	0.68	0.895	0.425	0.014
60	0.8111	1.215	0.7277	50.1	0.689	0.913	0.457	0.0134
40	0.791	1.185	0.7365	36.8	0.713	0.934	0.491	0.0129
20	0.7683	1.151	0.7461	22.4	0.791	0.956	0.528	0.0124
1	0.709	1.062	0.762	0	1.7	0.985	0.605	0.0115

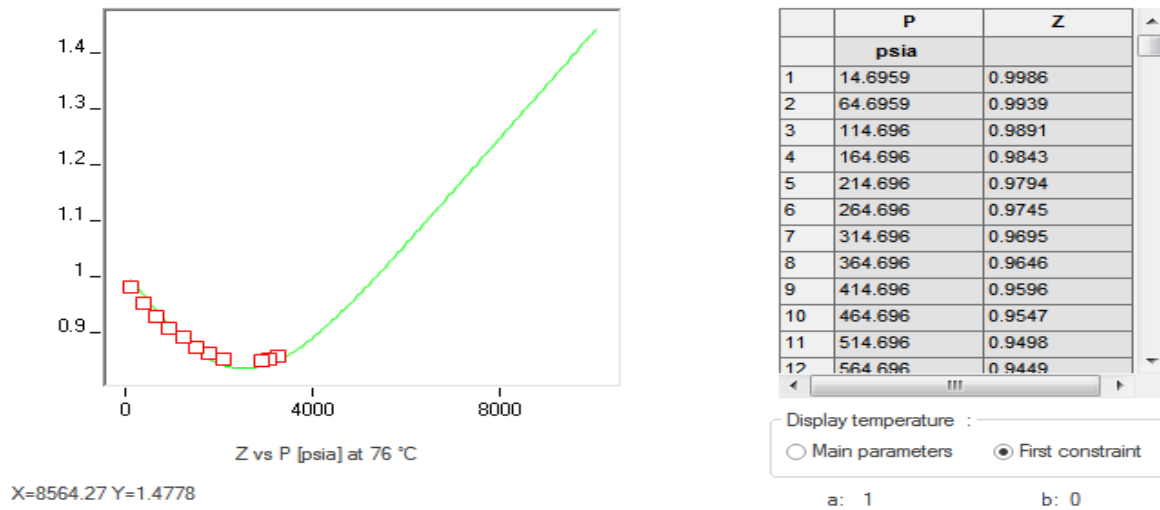


Figure IV.2 : Z on fonction de pression

$$Z = PV * 1 / (nRT) \text{ donc } Z = C^{ste} * P.V$$

Z est proportionnel au produit P.V, à des faibles pressions lorsque P augmente le volume du gaz diminue rapidement ce qui induit à la diminution de la valeur de Z, puis la diminution du volume s'amortit alors que la pression augmente toujours, ce qui induit à l'augmentation de Z.

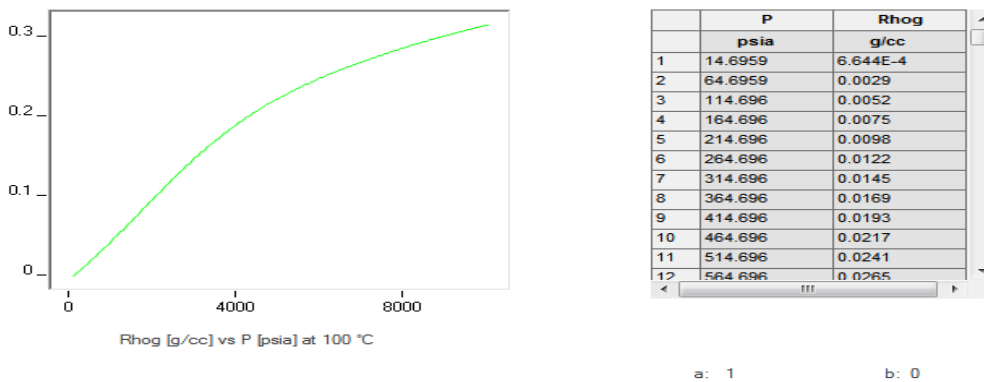


Figure IV.3 : La densité du gaz on fonction de pression

La densité du gaz augmente avec l'augmentation de la pression, effet de condensation.

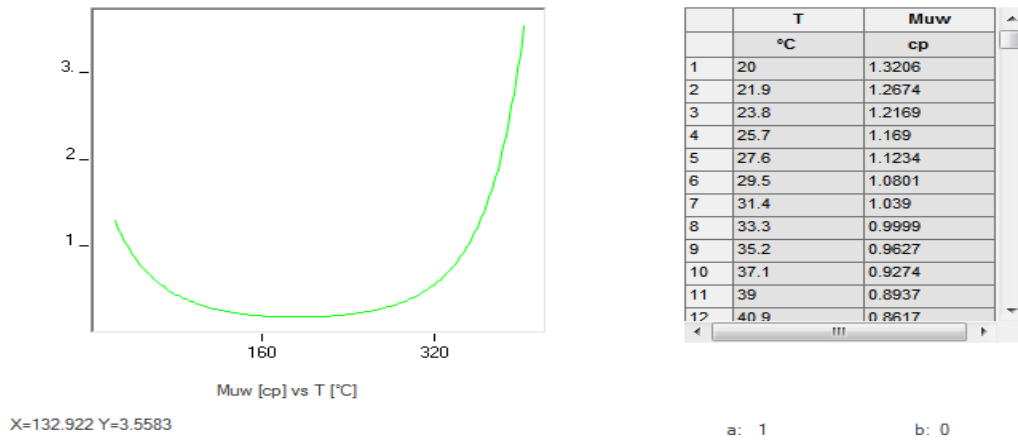


Figure IV.4 : La viscosité de l'eau on fonction de tempirateur

La viscosité de l'eau diminue avec l'augmentation de la température, car cette derniere conduite à une augmentation du volume qui est traduite par l'éloignement des molécules, puis l'augmentation de la température indique la probabilité de molécules cycliques .

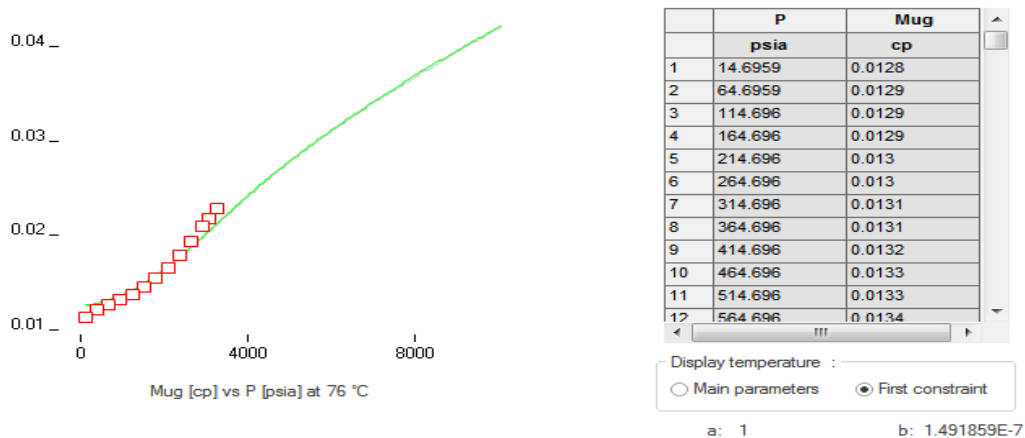


Figure IV.5 : La viscosité des gaz on fonction de pression

La viscosité des gaz est toujours reliée aux interactions intermoléculaires comme dans les liquides. Par contre, ces interactions dépendent moins de la distance intermoléculaire que de l'importance des collisions. On peut traduire ceci en disant qu'en phase gazeuse, aux pressions ordinaires, les molécules sont tellement éloignées les unes les autres que les interactions intermoléculaires sont négligeables sauf au moment où surviennent les collisions. Or le nombre de collisions par seconde, la vitesse de collision, est une fonction de la température, et l'augmentation de la pression est proportionnel à l'augmentation de la

température.

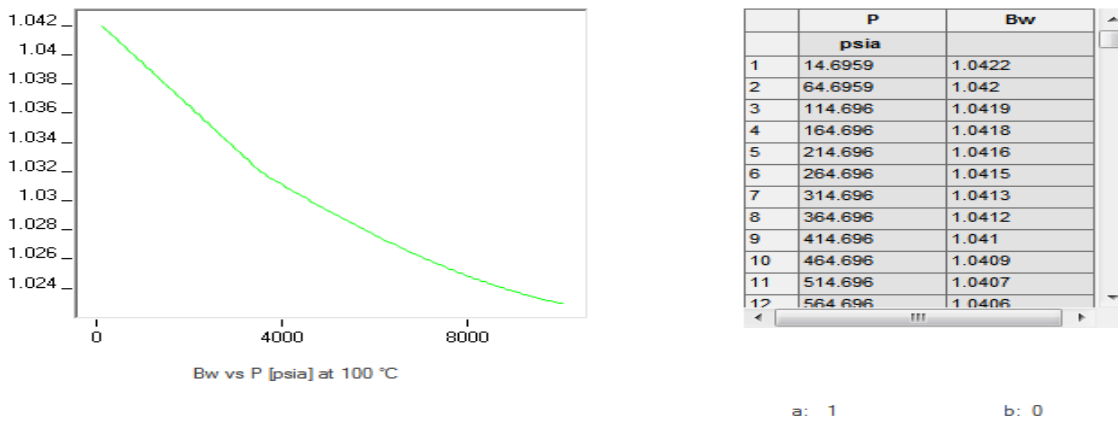


Figure IV.6 : Le facteur volumétrique on fonction de pression

Le facteur volumetrique se rapproche de 1 avec l'augmentation de la pression, jusqu'à ce que la pression atteigne la pression du reservoir où le Bw=1.

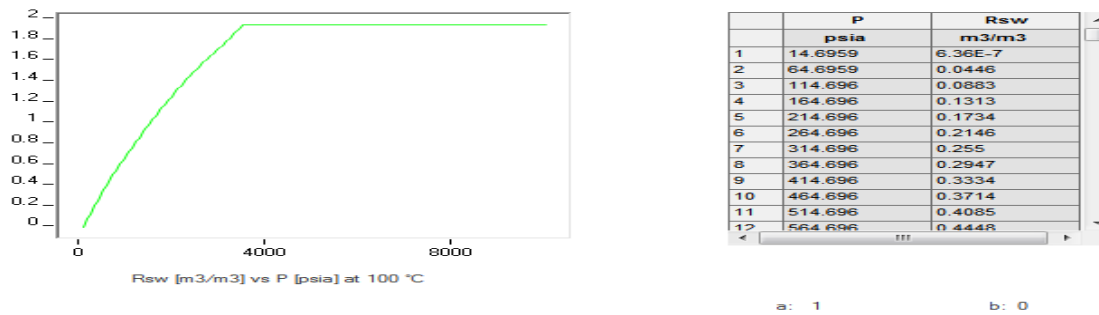


Figure IV.7 : Rsw on fonction de pression

Le Rsw est constant jusqu'à la pression de dégagement des bulles de gaz (pression de bulle) puis diminue avec la déplétion.



Figure IV.8 : Bg on fonction de pression

Le Bg augmente avec la chute de pression du fait du dégagement de gaz lorsque la pression diminue.

IV.5.2 Données de puits

Les données de puits GT-30 sont résumées dans le tableau ci-dessous. Il comporte les intervalles de perforation, ainsi que le débit de gaz en surface pour chaque puits.

Tableau IV.3: Intervalles de perforation

TYPE	TOP	BTM
SMM II	1926.0	1930.5
SMM II	1932.0	1933.5
SMM II	1940.0	1952.0
SMM II	1953.5	1962.5
SMM II	1965.2	1966.0
SMM II	1967.2	1968.0
ENERJET	1975.4	1977.9
SMM II	1975.4	1977.9
ENERJET	1979.0	1981.0
SMM II	1979.0	1981.0
ENERJET	1984.8	1986.8
SMM II	1984.8	1986.8

IV.6 Interprétation

Après la collection de toutes les données nécessaires pour l'exploitation du logiciel « Emerald », et suite aux résultats obtenus, on procède à l'interprétation puis à l'analyse de la phase dynamique, mais également pour la phase statique.

L'interprétation PLT nous aide à connaître le pourcentage de contribution des unités du réservoir

5.1. Interprétation et Analyse du Puits GT30

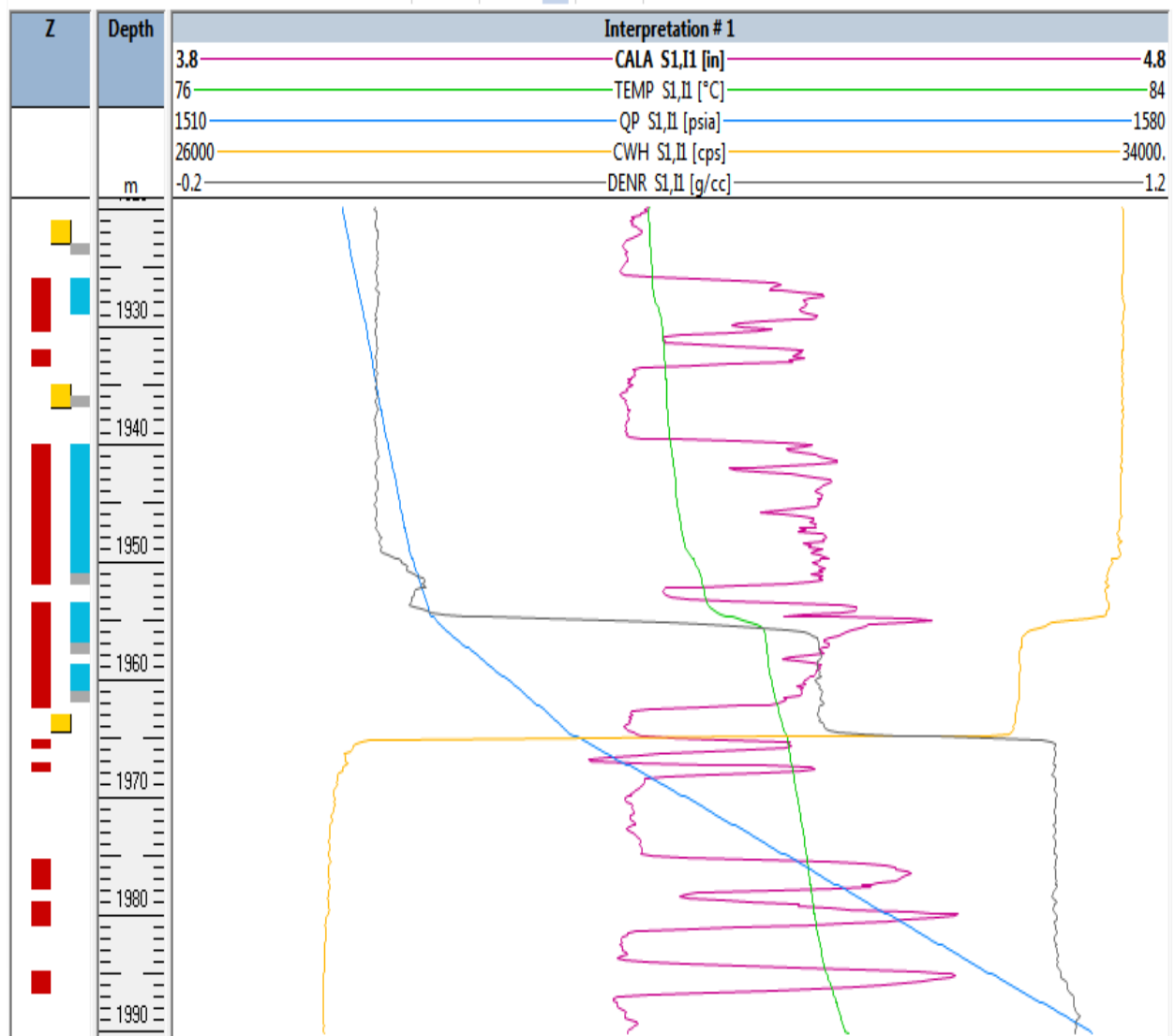


Figure IV.9: Présentation des logs de PLT de GT30

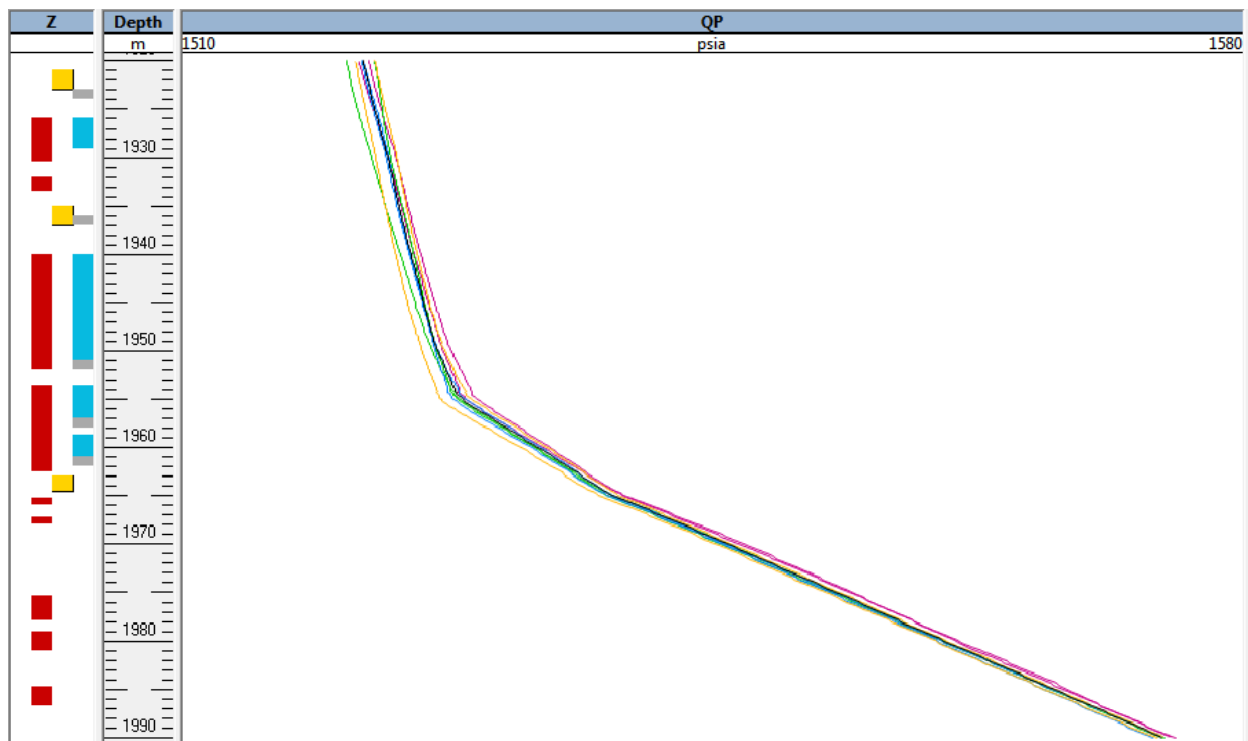


Figure IV.10: Présentation des logs de pression (QP)



Figure IV.11: Présentation des logs de Température (TEMP)



Figure IV.12: Présentation des logs de Spinner (CFB)

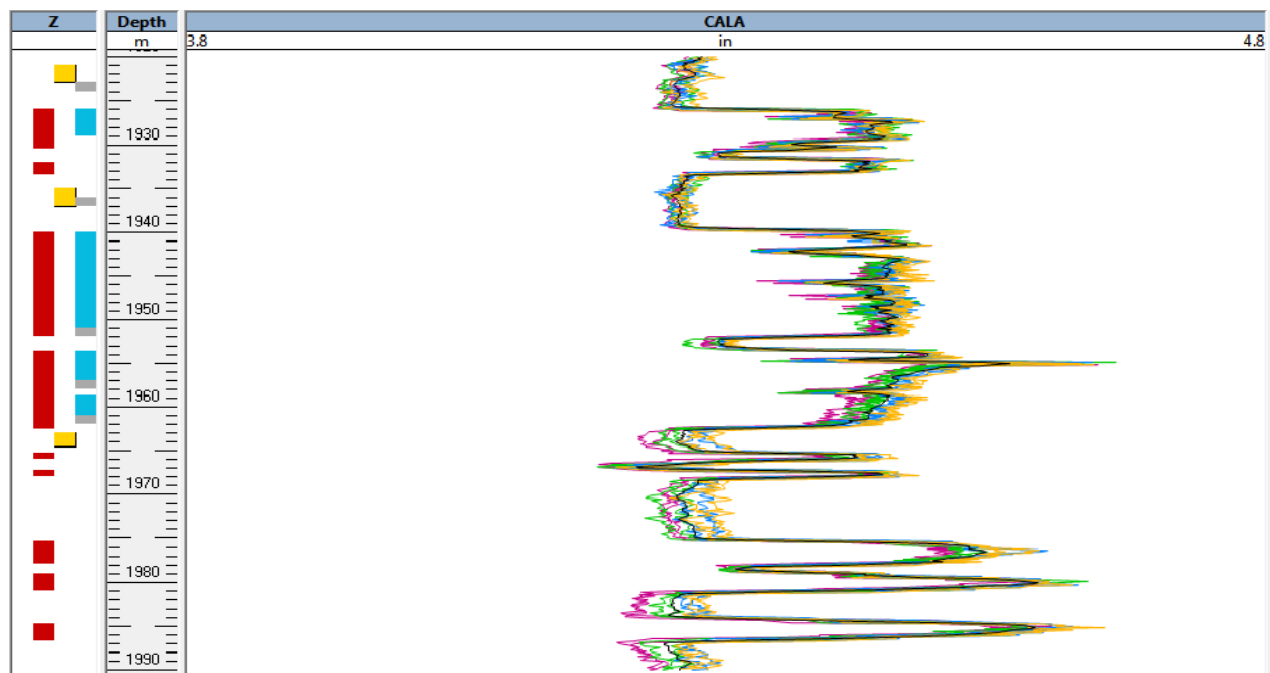


Figure IV.13: Présentation des logs de Caliper (CALA)

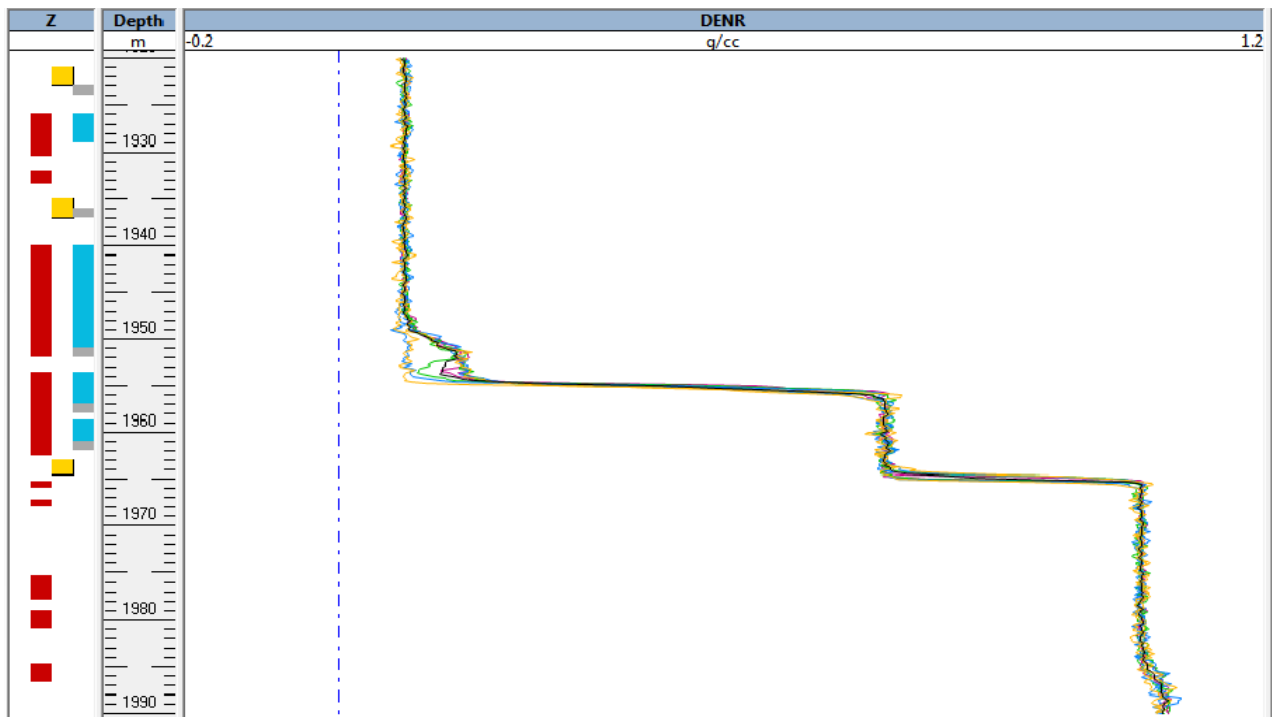


Figure IV.14: Présentation des logs du Densité (DENR)

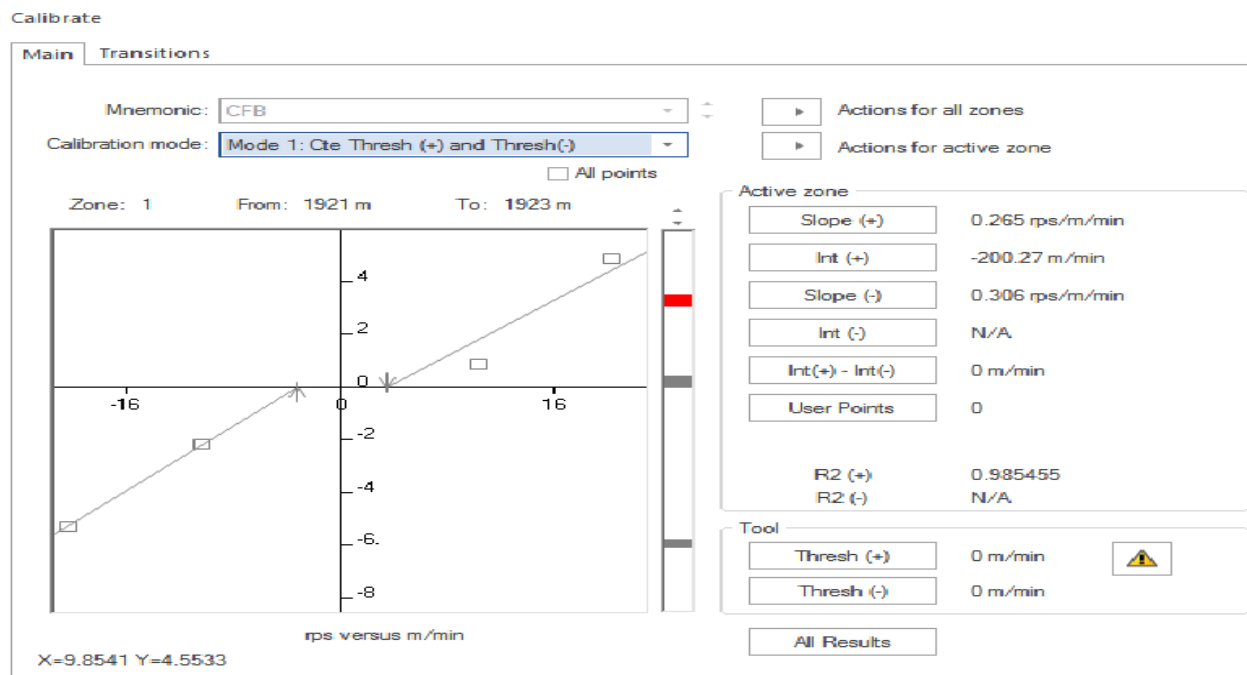


Figure IV.15: Calibration et seuil du spinner de GT30

IV.6.1 Interprétation et Analyse de la phase dynamique et de la phase statique de GT30

A. Logs du Caliper

Les logs du Caliper montrent une augmentation du diamètre en face des zones perforées, ce qui signifie que les perforations sont toutes ouvertes.

B. Vitesse du Câble (LSPD)

La vitesse du câble est régulière durant la phase dynamique.

C. Logs de pression (QP)

- a. Tous les logs ont la même allure et sont superposés, ce qui indique que le puits est stable durant toute la période de production du puits.
- b. L'interface brute est située à 1960 m.
- c. La pseudo densité montre un fluide de densité de l'ordre 0.7, qui se trouve en bas de la perforation inférieure.

D. Logs de Température (TEMP)

- a. La répétabilité des logs de température est bonne et suit la même allure.
- b. Pas d'anomalie à reporter sur la température, d'où pas de signe d'écoulement derrière le casing
- c. montrent également les zones de production de gaz d'après les effets de refroidissement.

E. Logs de Spinner (ILS et CFS)

- a. La répétabilité des logs de spinner (RPS) est bonne et suit la même allure.
- b. Vu la stabilité et la cohérence entre les différents passes des logs de « CFS », ce dernier était choisi pour les calculs du débit.

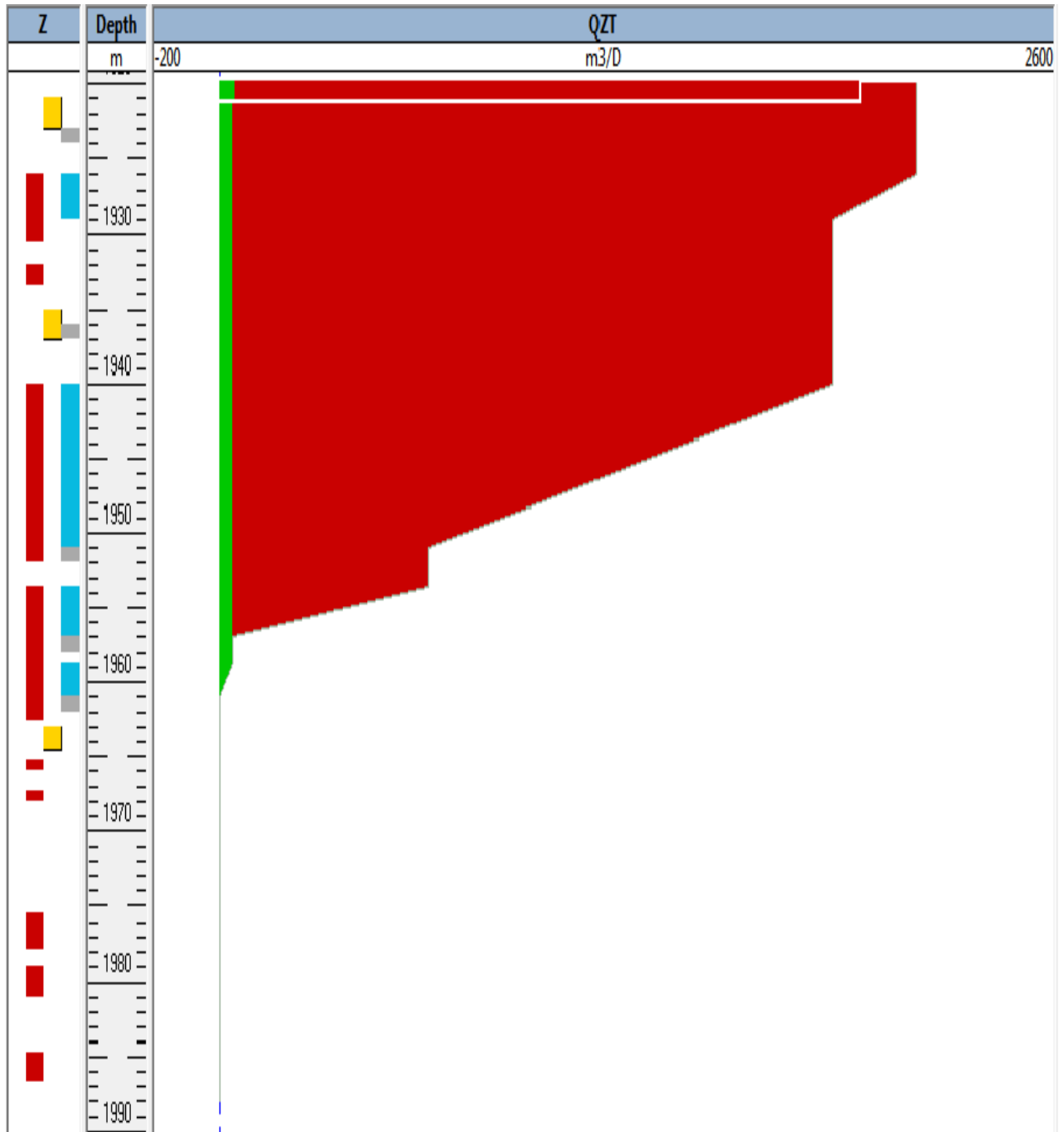


Figure IV.16: Résultats d'interprétation dynamique du PLT de GT 30

IV.6.2 Résultats de l'interprétation PLT dynamique de GT 30





Zones ft	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	
Inf. 1 (6319.0-6328.7)	0.00	0.00	3262.06	
Inf. 2 (6364.8-6396.1)	0.00	-372.33	8645.28	
Inf. 3 (6409.5-6419.8)	0.00	372.49	4066.13	

Figure IV.17: Calibration et seuil du spinner de GT30

IV.6.3 Résultats de l'interprétation statique du PLT de GT 30

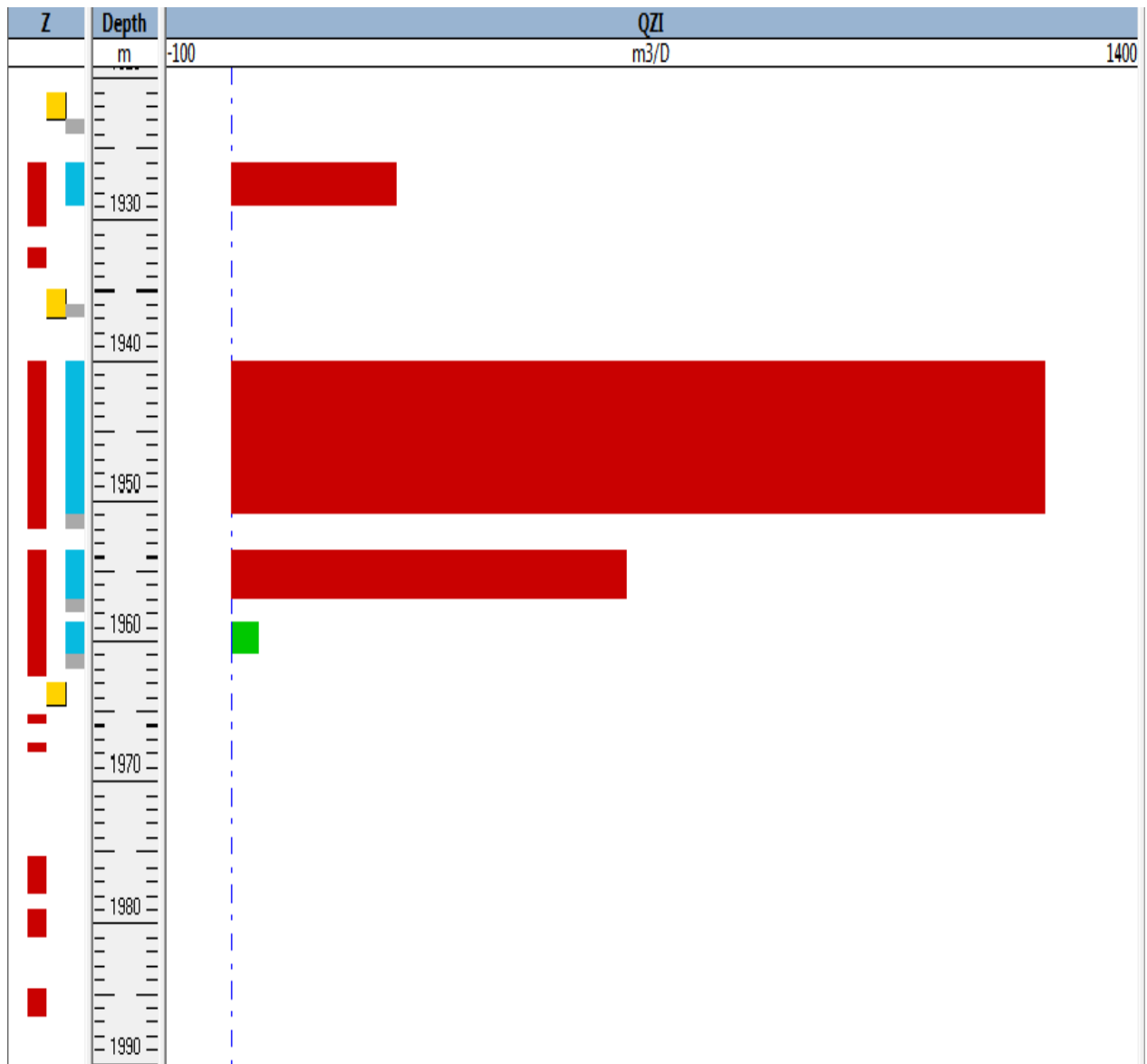


Figure IV.18: Résultats de l'interprétation statique du PLT de GT 30

Conclusion d'interprétation PLT de GT30

L'interprétation montre que :

La zone 1986.8-1965.2 : ne produit pas

La zone 1962.5-1953.5 : produit toute la quantité d'huile environ 100% associé avec environ 9% du gaz ; cet intervalle correspond à la partie inférieure de E2.

La zone 1952-1940 : produit la majorité de la quantité du gaz environ 90%; cet intervalle correspond à la partie supérieure de E2.

La zone 1933.5-1932:bouché ; cet intervalle correspond à la partie inférieure de E1.

1930.5-1926: cette zone est normalement bouchée, mais on remarque que le bouchage a été ouvert. Cet intervalle correspond à la partie supérieure de E1.

Les logs de production sont faits dans les puits producteurs ou injecteurs, avec le but d'évaluer les puits eux-mêmes et/ou les performances du réservoir. Simplement, pour les puits producteurs, on a besoin de déterminer la nature du fluide récupéré, sa quantité et de quelle zone il provient.

Avec la prolifération des puits horizontaux ces dernières années, le train du PL est nécessairement devenu de plus en plus complexe.

D'après l'interprétation de puit GT30 ; on conclut qu'il y'a une percée de gaz ; généralement la solution de ce phénomène est le sequisse des zones de perfos qui produisent le gaz. Dans notre cas cette solution n'est pas efficace parce que les zones qui produisent l'huile produisent aussi le gaz. La solution proposée est la modification du schéma des puits injecteurs.

Bibliographie :

- [1]. Documentation de Group Expro. 2002. Production LoggingTools
- [2]. Documentation de Sonatrach DP Gassi Touil . . Département géologie (service diagraphies).
- [3]. Documentation de Sonatrach DP Gassi Touil. Département technique de puits (service essai de puits).
- Gas Drive Wells By.J.V.Vogel
- Production Optimization Using Nodal Analysis,
Oil and gas consultants international INC and H. Dall BEGGS, Copyright 1991.
- [4]. Nodal analysis, Schlumberger 2001
- [5]. *Kappa DDA book & PL* chapter.

ملخص:

من خلال هذه المذكرة يمكن أن تكون لدينا فكرة عامة عن أدوات **PLT** الأكثر استخداما ولكن الشيء الأكثر أهمية هو أن تكون قادرا على التكيف مع برنامج المعالجة "**Emeraude**" من أجل استغلاله والحصول على النتائج التي تم استخدامها في الجزء التجريبي.

سمحت لنا دراسة البئر بإلقاء نظرة عامة على حالة تجهيز البئر والابار المعنية وكذلك فهم مساهمات الوحدات المختلفة والتأكيد على أن الثقوب لها تم الانتهاء منها بنجاح وكذلك عدم وجود تسرب بعد الانتهاء وعدم وجود ظاهرة التدفق المتبادل بين مختلف مستويات الثقوب.

الكلمات المفتاحية :

PLT : ادوات التسجيل الخاصة بالإنتاج

Résumé :

A travers ce mémoire de fin d'étude, On a pu avoir une idée générale sur les outils PLT les plus utilisés dans une interprétation tréphasique, mais le plus important était d'avoir pu s'adapter avec le logiciel d'interprétation « Emeraude » afin de l'exploiter et d'avoir les résultats qui ont été utilisés dans la partie expérimentale.

L'étude et l'interprétation des PLT de puit GT30 , nous a permis d'avoir un aperçu général sur l'état de la complétion et des puits en question, et aussi de comprendre les contributions des différentes unités et confirmer que les perforations ont été réalisées avec succès, ainsi que l'absence de fuite dans la complétion, et aucun phénomène de cross-flow entre les différents niveaux perforés.

Mots clés :

PLT : production logging tool

Summary:

Through this final dissertation, we could have a general idea about the PLT tools most used in a tréphasic interpretation, but the most important thing was to have been able to adapt with the "Emeraud" interpretation software. In order to exploit it and to have the results that were used in the experimental part.

The study and interpretation of the GT30 well testers allowed us to have a general overview of the state of the completion and the wells in question, and also to understand the contributions of the different units and confirm that the perforations have been successfully completed, as well as the absence of leakage in the completion, and no cross-flow phenomenon between the different perforated levels.

Keywords:

PLT : production logging tool

